



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Julio César Ahumada Cofré

Análisis de Impacto de un Sistema Solar Fotovoltaico con Baterías para su Aplicación en GD.

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 14 de Septiembre de 2018



Análisis de Impacto de un Sistema Solar Fotovoltaico con Baterías para su Aplicación en GD.

Julio César Ahumada Cofré

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Miguel López Gonzales
Profesor Guía

Sr. Jorge Mendoza Baeza
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 14 de Septiembre de 2018

Para mis padres Elena y Patricio.

Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mis padres Elena y Patricio, mi hermana Camila, mi abuela Marta, a mis tíos, primos y nelly que me apoyaron y me dieron su amor durante todo el transcurso de mi carrera.

A todos mis amigos que conocí mientras estudie, Felipe, Gonzalo, Alejandro, Camilo, Cristóbal, Juan Carlos, Sergio, Alejandro, Roberto, Patricio, Simón, Nicolás, Matías y Nelson, sólo decirles que aprecio cada momento que me compartieron conmigo y que espero que sigamos en contacto por mucho tiempo.

También a todos mis amigos que conocí en “Casa Alegre”, desearles lo mejor del mundo y que se cumplan sus sueños.

A los profesores, a la PUCV, a la ciudad de Valparaiso que me albergó y me supo hacer feliz muchos años y siempre la llevare en el corazón. Por último, al padre Reinaldo Orellana que me ayudo y guío mucho durante mis años de estudio y que donde este, decirle que jamás he conocido a una mejor persona que él.

Valparaíso, 14 de Septiembre de 2018

Julio César Ahumada Cofré

Resumen

En este trabajo se presenta el estudio del impacto que se tendrá en una red de distribución ubicada en la VII región, al incluirle generación distribuida compuesta por un sistema renovable a base de generación solar y un sistema de almacenamiento a partir de baterías, en un punto específico de ésta. Por medio de simulaciones se estudiarán distintos escenarios de generación y demanda para garantizar el buen funcionamiento de la red de distribución al incluir el sistema descrito, además de ver cómo se modifican las pérdidas en las líneas para poder realizar un análisis económico de la instalación de este tipo de sistemas.

Palabras claves: Sistema eléctrico de potencia, red de distribución, generación distribuida, pequeños medios de generación distribuida, energía renovable no convencional, sistema de almacenamiento, batería.

Abstract

This paper presents the study of the impact that will be have in a distribution feeder of the seventh region, since there is distributed generation composed of a renewable system based on solar generation and a storage system from batteries in a specific point of this. By means of simulations, different generation and demand scenarios will be studied to guarantee the good functioning of the distribution network by including the described system, as well as to see how the losses in the lines are modified in order to perform an economic analysis of the installation of this type of system.

Keywords: Power electrical system, distribution network, distributed generation, small distributed generation means, unconventional renewable energy, central interconnected system, system storage, battery.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	2
1 Marco Teórico	4
1.1 Irradiación Solar.....	4
1.2 Celda Fotovoltaica	5
1.3 Convertidor DC-DC.....	6
1.3.1 Boost.....	6
1.3.2 Buck-Boost.....	7
1.4 MPPT.....	8
1.5 Inversor.....	9
1.6 Efectos de la temperatura, incidencia de irradiacion y conexiones.....	10
1.6.1 Comportamiento ante cambios de temperatura.....	10
1.6.2 Efecto de la radiación solar en la célula fotovoltaica	11
1.7 Conclusiones del Capítulo.	11
2 Redes de Distribución y Generación Distribuida.....	12
2.1 Sistemas de distribucion en MT.	12
2.1.1 Estructura de la red de distribución	12
2.1.2 Componentes de un sistema de distribución [8].....	13
2.1.3 Clasificación de los sistemas de distribución [9]	13
2.1.4 Características de los sistemas de distribución	14
2.2 Generacion Distribuida.....	15
2.2.1 Clasificación de GD	16
2.2.2 Ventajas de la generación distribuida	17
2.2.3 Desventajas de la generacion distribuida	17
2.3 Conclusiones del Capítulo.	17
3 Almacenamiento.....	19
3.1 Conceptos basicos.	19
3.1.1 Capacidad	19
3.1.2 Eficiencia de Carga	20
3.1.3 Vida Útil.....	20
Profundidad de Descarga	20
3.2 Tipos de almacenamiento de energía.	21
3.2.1 Almacenamiento de energía mecánica	21
3.2.2 Almacenamiento de energía por medio de baterías (BESS)	24
Baterías de Sulfuro de Sodio (NaS)	25

Baterías de flujo-redox (VRB)	26
Baterías de Ion Litio (Li-ion)	27
Baterías de Flujo Híbridas (Zn/Br).....	28
Baterías de Plomo Acido	29
3.2.3 Almacenamiento de energía eléctrica	29
3.2.4 Almacenamiento de energía térmica.....	30
3.3 Aplicaciones y beneficios de uso de ESS.....	31
3.3.1 Regulación de Frecuencia.....	31
3.3.2 Regulación de Tensión.....	32
3.3.3 Partida en negro	33
3.3.4 Arbitraje de Energía.....	33
3.3.5 Descongestión de Líneas	34
3.3.6 Respaldo para usuarios finales y subestaciones eléctricas	34
3.4 Conclusiones del Capítulo.	35
4 Marco Regulatorio	36
4.1 Organismos fiscalizadores.	36
4.1.1 Ministerio de Energía	36
4.1.2 Comisión Nacional de Energía.....	36
4.1.3 Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC)	37
4.1.4 Coordinador Electrico Nacional (CEN)	37
4.1.5 Panel de Expertos	38
4.1.6 Ministerio del Medio Ambiente	38
4.1.7 Tribunal de Defensa de Libre Competencia (TDLC).....	39
4.1.8 Centro de Energías Renovables.....	39
4.2 Leyes y Normativas.....	39
4.2.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)	39
4.2.2 Ley 19.940 (Ley de transporte de energía eléctrica)	40
4.2.3 Ley 20.257 (Ley ERNC)	41
Fijación de precios de nudo	41
4.2.4 Energía 2050.....	41
4.2.5 Acuerdo de París	42
4.2.6 Ley 20.936/2016	42
4.2.7 Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Electrico Nacional	43
4.2.8 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.....	44
4.3 Conclusiones del Capítulo.	44
5 Red de Estudio.....	46
5.1 Características de la Red de Distribución	46
5.2 Red Rural.....	49

5.2.1 Demanda de la red de distribución	50
5.3 Condiciones e información del Sector	51
5.4 Bases para el análisis.	53
5.4.1 Horario de Generación	53
5.4.2 Elección de potencias nominales.....	54
5.5 Conclusiones del Capítulo.	55
6 Simulación Planta Fotovoltaica	56
6.1 Especificaciones técnicas de componentes de generador fotovoltaico.....	56
6.1.1 Elección del módulo fotovoltaico	56
6.1.2 Elección de estructura de soporte de placas	57
6.1.3 Transformación	58
6.1.4 Otros	59
6.2 Simulador.	59
6.3 Simulaciones comparativas.	60
6.3.1 Opción 1	61
6.3.2 Opción 2	63
6.3.3 Opción 3	66
6.3.4 Opción 4	68
6.4 Conclusiones del Capítulo.	70
7 Conexión a la Red	71
7.1 Solicitudes de la norma para los estudios.....	71
7.1.1 Estudios a realizar	72
7.2 Alimentador antes de la conexión.	72
7.2.1 Análisis en demanda mínima sin PMGD	73
7.2.2 Análisis en demanda media sin PMGD	74
7.2.3 Análisis en demanda máxima sin PMGD	75
7.3 Participación del BESS en el sistema.....	76
7.4 Análisis y localización con PMGD y BESS.....	79
7.4.1 Sistema en el Troncal	80
7.4.2 Sistema en la cola	80
7.4.3 Sistema en Ramal	81
7.4.4 Resúmenes de análisis y observaciones	82
7.4.5 ESS y aplanamiento de curva	84
7.5 Conclusiones del Capítulo.	86
8 Análisis Económico	88
8.1 Ecuación de Costos.....	88
8.1.1 Ecuación de costos para Generador Fotovoltaico	91
8.1.2 Ecuación de costos para el sistema BESS	91

8.2 Costos instalación Fotovoltaica.....	92
8.3 Sistema BESS	93
8.4 Resultados	95
8.5 Conclusiones del Capítulo.	96
Discusión y conclusiones.....	98
Bibliografía	102

Introducción

El agotamiento continuo de las fuentes de energías tradicionales a nivel mundial, ha puesto el interés en la generación a base de energías renovables no convencionales desde ahora ERNC, estas son cada vez más populares y en la actualidad, más cercanas a la integración de redes de distribución gracias a la generación distribuida. La aparición de estas nuevas fuentes de energía, hacen necesario realizar estudios del impacto que estos sistemas tendrán en la forma de operar las redes de distribución debido a la alta tasa de variabilidad que poseen. Debido a esto, es indispensable ir en la búsqueda de una matriz energética confiable, de calidad y sustentable a largo plazo.

Ante las problemáticas medioambientales y los acuerdos hechos a nivel internacional por la preocupación que existe por mejorar esta grave condición, aparecen las ERNC como la generación solar. Luego de varios años de estudios, se pudo mejorar su rendimiento para hacerla rentable. Debido a esto el gobierno de Chile hace ya varios años ha impulsado el uso de las ERNC en general, por medio de generación particular y a nivel comercial como ha ocurrido con los pequeños medios de generación distribuida, desde ahora PMGD, los cuales están normados en todo su funcionamiento. El único problema de estos es la poca autonomía que presentan y que también es difícil hacer coincidir el horario de generación con la demanda de las redes.

Cómo solución al problema de autonomía y horario de generación aparecen los sistemas de almacenamiento, es así como diversos proyectos de almacenamiento de energía ya han sido anunciados a lo largo del mundo, este suceso abre nuevas oportunidades de negocios con la participación de las renovables en el mercado de servicios complementarios.

En dicho contexto, este proyecto de título desarrolla una visión presente y futura de los Sistemas de almacenamiento de energía (del inglés: energy storage system) desde ahora ESS, y PMGD, abarcando los aspectos técnicos, regulatorios y económicos; proponiendo una metodología de análisis para su integración a la generación distribuida, desde ahora GD. Para este informe en particular el estudio se enfocara en los sistemas de almacenamiento de energía por medio de baterías (del inglés: battery energy storage system) desde ahora BESS.

Objetivos generales

- Analizar el impacto que produce un sistema de generación distribuida compuesto por una planta de generación solar fotovoltaica con un sistema de baterías instalado en una red de distribución.

Objetivos específicos

- Estudiar los sistemas de generación fotovoltaica.
- Estudiar los tópicos de redes de distribución.
- Estudiar los sistemas de almacenamiento, en específico las BESS.
- Revisar la Normativa vigente sobre ERNC, PMGD y almacenamiento.
- Mediante estudio de la red específica definir capacidades de PMGD y ESS a implementar.
- Proponer, definir y comprobar mediante simulación un sistema fotovoltaico.
- Identificar los impactos en la red de distribución que produce el sistema por medio de simulación en Digsilent.
- Analizar el aspecto económico ante distintos casos y tecnologías.

Historia del desarrollo fotovoltaico [1]

El efecto Fotovoltaico fue reconocido por primera vez de 1839 por el físico francés Alexandre Edmond Becquerel. Sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica son el pilar científico de la energía fotovoltaica.

En 1883 el inventor norteamericano Charles Fritts construye la primera celda solar con una eficiencia del 1%. La primera celda solar fue construida utilizando como semiconductor el Selenio con una muy delgada capa de oro. Debido al alto costo de esta celda se utilizó para usos diferentes a la generación de electricidad. Las aplicaciones de la celda de Selenio fueron para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas.

La celda de Silicio que hoy día utilizan proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl. Fue construida en 1940 y patentada en 1946.

La época moderna de la celda de Silicio llega en 1954 en los laboratorios Bells. Accidentalmente experimentando con semiconductores se encontró que el Silicio con algunas impurezas era químicamente sensible a la luz.

La primera nave espacial que usó paneles solares fue el satélite norteamericano Explorer 1, lanzado en Febrero del año 1958. Este evento generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios para el desarrollo de las comunicaciones, en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar.

La celda de Silicio entra en el escenario de la industria y empieza el desarrollo de tecnologías en la producción. El primer paso fue y aún lo es, buscar paneles más eficientes. Esto se logró en 1970,

la primera célula solar con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la Union Sovietica por Zhore Alferov y su equipo de investigación [2].

1 Marco Teórico

La energía irradiada por el sol en un segundo es mucho mayor que la consumida por toda la humanidad, de esa energía se calcula que a la tierra llega una radiación solar de 1353 W/m². Además la energía proveniente del sol no contamina, es gratis e inagotable.

En el contexto mundial se ha puesto la alerta por medio de un acuerdo mundial (Acuerdo de Paris) para combatir el calentamiento global, con el cual se pretende que el aumento de la temperatura media mundial no siga avanzando, por esto es de máximo interés aprovechar todo tipo de energías renovables no convencionales (ERNC), ya que estas no producen emisiones.

Nuestro país no se queda atrás en este tema, por lo que ha potenciado la creación y construcción de grandes proyectos ERNC. Aprovechándose el gran potencial que tiene Chile, han logrado reducir los precios de estos proyectos a tal punto de ser competitivos con proyectos de plantas termoeléctricas. Señal clara de esto es que este año se logró un 17% de generación ERNC en el país. Para lograr esto se implementaron varios avances como nuevas leyes, cursos gratuitos de instalación de paneles solares, etc.

En este caso el recurso usado será el sol y el medio células fotovoltaicas las cuales transforman los fotones irradiados en energía eléctrica debido a las propiedades físicas del material semiconductor (silicio), este método fue descubierto hace mucho tiempo e incluso alimentaba satélites en órbita hace varios años, pero no se había explotado de una manera apropiada. Luego de avances en la electrónica de potencia se consiguió mayor eficiencia, logrando así que sea más atractivo económicamente y por lo tanto más viable.

La potencia que entrega un panel solar fotovoltaico depende de diversos factores, entre los cuales están la radiación solar incidente, la temperatura a la que se encuentre trabajando el panel solar fotovoltaico y a qué tipo de sistema se conecte.

1.1 Irradiación Solar.

La irradiación se define como la potencia de la radiación incidente sobre un terreno por lo cual su unidad de medida es W/m². La importancia de saber cuáles son los lugares con mayor irradiación es para generar más energía a partir del mismo terreno, lo que se traduce en una mejor rentabilidad del proyecto. La Figura 1-1 nos muestra por medio de una escala de colores la

cantidad de irradiación solar en la Tierra. Según el autor, las áreas solares definidas en los puntos negros pueden proveer el total de energía demandada en el planeta, asumiendo una eficiencia de generación del 8%. Incluso sin ir más lejos el potencial con el que cuenta nuestro desierto de atacama corresponde a la mejor ubicación en el mundo para generar energía eléctrica a partir de los paneles fotovoltaicos, esto debido a que Atacama tiene los cielos más limpios del mundo. Según estadísticas del gobierno de Chile tan solo con un 0.25% se suple la demanda de nuestro país y un 4% para abastecer a toda Latinoamérica, con esto se podrían reemplazar todas las aplicaciones como calefacción e iluminación.

Los colores mostrados en el mapa corresponden a la irradiación solar entre los años 1991 y 1993, datos que fueron obtenidos gracias a tecnología satelital, donde se aprecia la concentración de irradiación en la zona tropical [3].

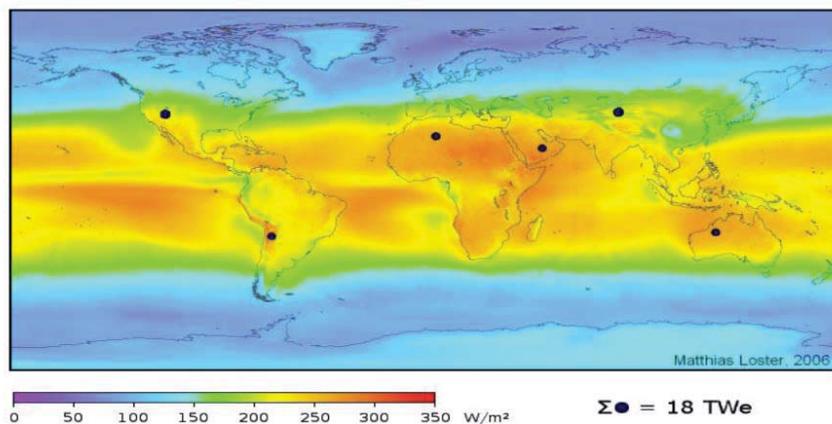


Figura 1-1 Irradiación Solar (Fuente: www.ez2c.de).

1.2 Celda Fotovoltaica.

La célula fotovoltaica más típica está construida con un material semiconductor, (normalmente silicio), formando una unión PN similar a un diodo. La diferencia con el diodo radica en que ésta es sensible a los fotones que provienen de la luz del sol. Los fotones son absorbidos por la célula y al superar la energía de barrera, en el interior del material semiconductor se produce un efecto físico debido a que un electrón de la banda de valencia rompe su enlace con el átomo y se crea una pareja electrón-hueco, que produce entre los extremos del semiconductor PN una diferencia de potencial. A mayor intensidad de radiación, mayor creación de parejas electrón-hueco.

Suponiendo que la célula está funcionando correctamente. Al conectarla a una carga, obtenemos una intensidad por dicha carga que se caracteriza por los siguientes parámetros:

IL (Intensidad foto-generada o de iluminación): Esta corriente es debida a la generación de portadores que produce la incidencia de fotones. Es equivalente a una fuente corriente.

Io (Corriente del diodo o de oscuridad): Esta corriente se produce debido a la recombinación de portadores en la oscuridad. Su representación es un diodo. Interiormente la célula tiene unas pérdidas producidas por los contactos y también unas pérdidas por el material mismo. Se representan con 2 resistencias, R_{serie} y R_{shunt} .

R_{serie} (Resistencia serie): Esta resistencia viene dada por las regiones neutras y por los contactos a la salida del semiconductor.

R_{shunt} (Resistencia paralelo o shunt): Esta resistencia se crea debido a las pérdidas que existen en el material [4].

1.3 Convertidor DC-DC.

Considerando que la tensión generada no será suficiente para llegar a la energía que se desea inyectar a la red, por lo tanto es necesario cambiar la magnitud y/o referencia de tensión producida en los bornes del panel. Pero además se necesita maximizar nuestro recurso y gracias a los avances en electrónica de potencia se ha podido crear un MPPT (maximum power point tracker) el cual será instalado en el convertidor DC-DC. Estos convertidores actúan en dos modos uno de conducción continua y el otro discontinuo, los límites para definir estos modos serán determinados como un caso particular para cada convertidor.

Actualmente existen varios tipos de convertidores continuos, pero en este caso nos enfocaremos en solo 2 que son los principales y desde los cuales nacen todos los demás. Se considerara solo el modo de conducción continua (MCC) y convertidores elevadores para estos casos [5].

1.3.1 Boost

El convertidor elevador es utilizado para obtener un voltaje de salida mayor que la entrada. La polaridad del voltaje de salida es la misma que la entrada. En la figura 1-2 se muestra el diagrama del circuito ideal del convertidor.

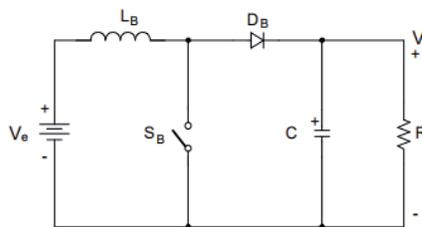


Figura 1-2 Convertidor Boost (Fuente: [5])

El circuito es compuesto por una fuente de tensión de entrada V_e en serie con el inductor Boost L_b , el interruptor de potencia S_b , el interruptor de conmutación natural (diodo) D_b y un condensador filtro C en paralelo con la carga R .

El convertidor se caracteriza por poseer una corriente continua en la entrada y una corriente pulsada en la salida, lo que ocasiona ruido en la frecuencia de conmutación del interruptor en la carga.

Primera etapa $t_0 < t < t_1$:

En $t=t_0$ el interruptor S_B entra en conducción. El diodo es polarizado inversamente. El voltaje de entrada V_e es aplicado al inductor, y por tanto, L_B comienza a almacenar energía. El condensador C suministra energía a la carga R . En la figura 1-3 se observa el proceso.

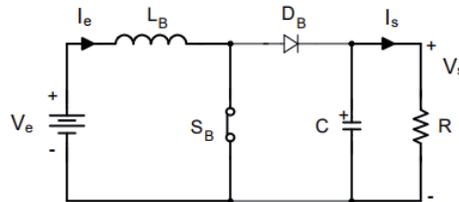


Figura 1-3 SW Cerrado (Fuente: [5])

1.3.2 Buck-Boost

El convertidor reductor-elevador es utilizado para obtener un voltaje de salida menor o mayor que la entrada. La polaridad del voltaje de salida es invertida en relación a la polaridad de entrada. En la figura 1-4 se muestra el diagrama del circuito.

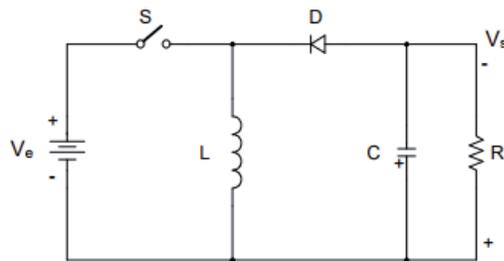


Figura 1-4 Convertidor Buck-Boost (Fuente: [5])

Primera etapa $t_0 < t < t_1$:

En el instante $t=t_0$ el interruptor S entra en conducción. El diodo es polarizado inversamente. El voltaje de entrada V_e es aplicado sobre el inductor, y por tanto, L almacena energía. El condensador C suministra energía a la carga R . En la figura 1-5 se observa el proceso.

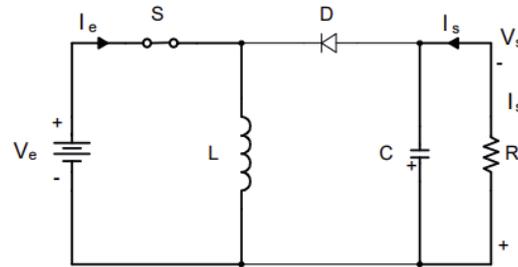
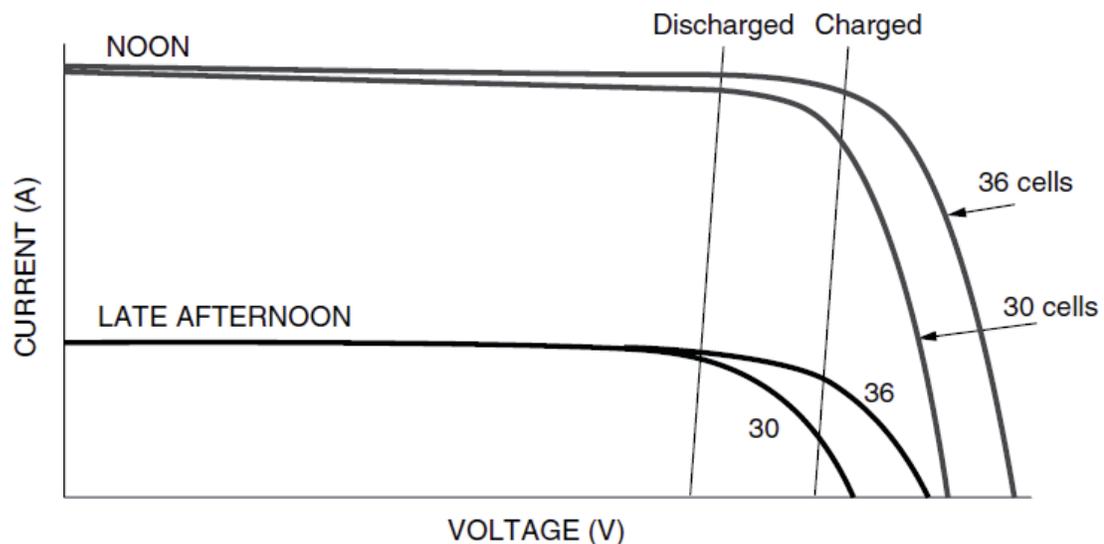


Figura 1-5 SW Cerrado (Fuente: [5])

1.4 MPPT.

Como es sabido, la eficiencia produce ganancias, si a las cargas de los paneles como un motor dc, una resistencia o una batería, se les agrega un regulador se puede acercar su operación a los puntos de máxima eficiencia de la curva I-V. Para ello existe un método llamado MPPT (maximum power point trackers), los cuales están disponibles y estandarizados para muchos tipos de paneles fotovoltaicos especialmente para los conectados a la red. Los estándares de temperatura e irradiación son de 25°C y 1KW/m² respectivamente, en la figura 1-6 se muestra el grafico de característica I vs V.

Figura 1-6 Curva característica I-V (Fuente: www.panelessolarespr.com)

El convertidor dc-dc moderno es usado como el corazón del sistema de búsqueda, el transistor es usado como un simple *switch on-off* que permite el paso de la corriente.

En la Figura 1-7 se muestra una fuente de voltaje representada como un panel FV, con una carga representada como un motor dc-dc. El transistor conmuta entre el encendido y el apagado con una frecuencia de aproximadamente 20 KHz, bajo el control de sensores lógicos que no aparecen en la imagen. No se muestra el capacitor que está a través del panel que ayuda a limpiar el voltaje entregado [6].

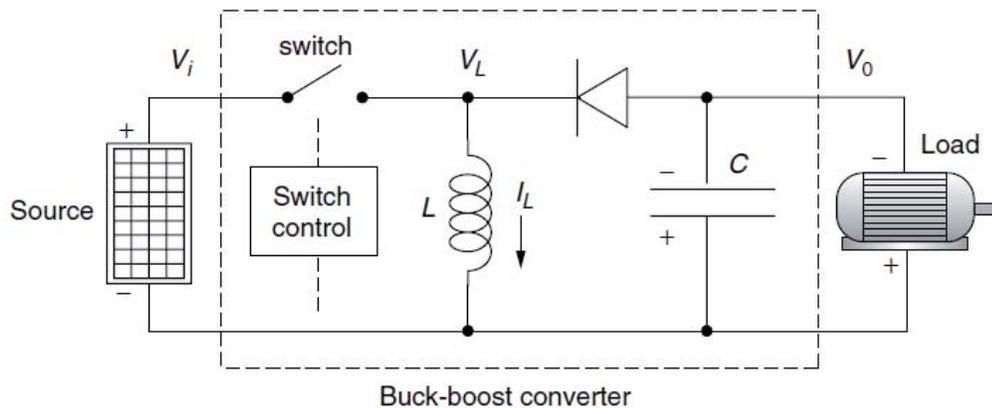


Figura 1-7 Sistema Panel FV (Fuente: www.panelessolarespr.com)

Cuando el *switch* está abierto, la corriente continua fluyendo, hasta que el campo magnético colapse, luego esta corriente circulara a través del capacitor, la carga y el diodo. La corriente carga el condensador produciéndose una tensión en este, esto ayudara a mantener la carga alimentada después que el interruptor se vuelva a cerrar. Si se posee un interruptor lo suficientemente rápido y un inductor grande, el circuito se podrá diseñar como que si la corriente fuese constante en el inductor. Si el ciclo del interruptor es lo suficientemente rápido, el voltaje a través del capacitor no alcanza a decaer antes de la próxima carga de corriente en el inductor, si el capacitor es lo suficientemente grande la tensión de salida a través del condensador es casi constante. Entonces *output*: la tensión V_o se considera constante y opuesta a V_i . Finalmente se necesita encontrar el *duty cycle* para el interruptor, este es el que controla las tensiones de entrada y salida del convertidor, sus valores oscilaran entre 0 y 1. La variación de tiempo en que el interruptor está en cada ciclo es llamado modulación de ancho de pulso (PWM). Para este estudio se consideraran elementos ideales, por lo tanto se puede asumir que la potencia de entrada será la misma que la de salida. Con esto se asume una eficiencia del 100%, la cual no es una suposición tan mala considerando que el rango de eficiencia está en el 90% [7].

1.5 Inversor.

Los convertidores CC-CA (o también llamados inversores) son destinados a controlar el flujo de energía eléctrica entre dos fuentes: una continua a una fuente alterna que puede ser monofásica o polifásica. Dependiendo de su aplicación el inversor puede ser alimentado en tensión (VSI) o en corriente (CSI).

El inversor alimentado por tensión es constituido por interruptores unidireccionales en tensión y bidireccionales en corriente, para este caso la carga debe ser inductiva, aunque su comportamiento puede ser resistivo, capacitivo y/o inductivo, dependiendo de esto la frecuencia de funcionamiento que se tenga.

El inversor alimentado en corriente es constituido por interruptores unidireccionales en corriente y bidireccionales en tensión, para este caso la carga debe ser de naturaleza capacitiva, aunque puede funcionar con otro comportamiento.

1.6 Efectos de la temperatura, incidencia de irradiacion y conexiones.

Es necesario explicar de qué manera actúa la temperatura y la radiación solar en la célula fotovoltaica debido a que son las causas principales por la que la característica de salida I-V de los paneles fotovoltaicos se ve afectada, lo cual significa que no se obtiene una potencia en terminales del panel fotovoltaico constante. Por esta razón y para trabajar en el punto óptimo de potencia necesitamos realizar el circuito de búsqueda del punto máximo visto en 1.4.

1.6.1 Comportamiento ante cambios de temperatura

Cualquier objeto que se encuentre bajo la acción de la radiación solar, se calentará, y en éste caso la temperatura es un factor muy importante a tener en cuenta a la hora de utilizar elementos fotoeléctricos. En la figura 1-8, se muestra la característica de salida de una célula fotovoltaica en función de la temperatura. La curva de la izquierda corresponde a una temperatura muy por encima de los 25°C y la curva de la derecha corresponde a una temperatura de 0°C [7].

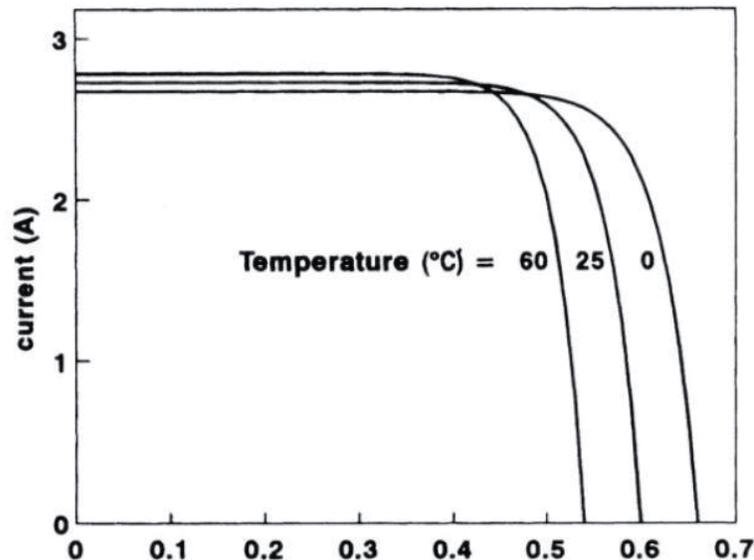


Figura 1-8 Comportamiento en Temperatura (Fuente: [7])

En la gráfica se puede observar que la temperatura afecta directamente a la tensión de circuito abierto de la célula fotovoltaica, de modo que la potencia de salida se ve afectada de igual forma. A medida que la temperatura aumenta, la tensión y la potencia en bornes del panel disminuyen.

1.6.2 Efecto de la radiación solar en la célula fotovoltaica

De igual modo que ocurre con la temperatura, la radiación solar también afecta directamente al rendimiento de la célula solar fotovoltaica, los cambios en la incidencia de la radiación producen una variación en la característica de salida de la célula fotovoltaica.

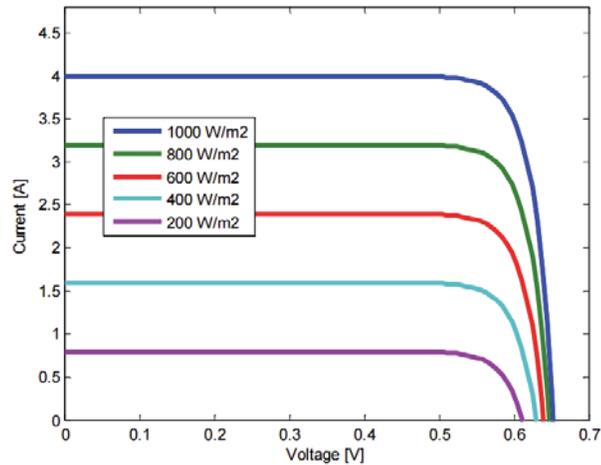


Figura 1-9 Comportamiento ante Irradiación (Fuente: [7])

En la figura 1-9, se observa que la tensión de circuito abierto apenas varía con la influencia de la radiación, en cambio, ahora es la corriente de cortocircuito la que se ve afectada, de forma que, a menor radiación, menor corriente de salida y por lo tanto menor potencia de salida.

Es un efecto parecido al que produce la conexión en paralelo de las celdas, ya que al aumentar la radiación se aumenta la corriente al igual que conectar las celdas en paralelo [7].

1.7 Conclusiones del Capítulo.

La generación fotovoltaica y en general las ERNC son las fuentes energéticas del futuro, pero para llegar a la tecnología que se posee actualmente tuvieron que pasar muchos años, hasta que fuera necesario tomar en serio su utilización. Es por esto que la energía solar se ha hecho competitiva con las demás tecnologías. Lo primero es tener en cuenta que la generación comienza desde la reacción que tiene el material semiconductor (silicio) dentro del panel fotovoltaico, ahí se forma una diferencia de voltaje la cual debe ser amplificada por el convertidor DC-DC. Una vez amplificado el voltaje por el convertidor, llega al inversor, el cual transforma la corriente a CA y en ese mismo punto entra en juego el MPPT maximizando el rendimiento, para que así esté listo para conectarse a la red.

Por lo explicado en el actual capítulo, una planta fotovoltaica necesita muchos componentes de complejo funcionamiento y muy caros, por ello es que se debe determinar muy bien las cuantos es lo que se necesita generar.

2 Redes de Distribución y Generación Distribuida

La generación distribuida (GD), es un área que ha tomado fuerza desde un tiempo a esta parte, ya que esta fue ideada para el mejoramiento en la calidad del suministro eléctrico para las empresas distribuidoras. Esta viene de la mano con el crecimiento de las ERNC, las cuales han conseguido una penetración mundial muy importante en especial en nuestro país tomando en cuenta la gran cantidad de recursos renovables que posee. Los altos costos de inversión para estos sistemas hacen necesario un análisis profundo al tipo de red, para que la integración de estos sea lo más beneficioso posible. En el presente capítulo, se espera describir conceptos básicos de las redes de distribución y definir los componentes de GD, que son los generadores distribuidos, indicando tipos, normativas, ventajas y desventajas.

2.1 Sistemas de distribución en MT.

Un sistema de distribución de energía eléctrica se define como un conjunto de equipos que tienen como misión energizar de la forma más segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión ubicados en diferentes lugares.

2.1.1 Estructura de la red de distribución

La estructura de la red se refiere a cómo está formada, es decir, en forma de malla, radial, etc. A continuación se presentan las más utilizadas:

Estructura radial: Es aquella que tiene un solo camino desde la subestación hasta las cargas. La principal ventaja tienen que ver con el control que se realiza desde un solo punto que es la subestación, su flujo es unidireccional, los esquemas de protección son más simples y sus costos menos elevados.

Estructura en mallas: Posee la ventaja de tener más de un camino para el flujo de potencia, sus costos serán más elevados y su control más complejo.

La estructura dependerá de factores como la ubicación geográfica donde se ubique la red, continuidad de servicio, regulación de tensión y costos [8].

2.1.2 Componentes de un sistema de distribución [8]

Los sistemas de distribución se componen de distintos equipos como:

- a) **Subestaciones de distribución principal:** Son los que reciben la energía de las líneas de subtransmisión para llevarla al voltaje que requieren los alimentadores primarios a través de los transformadores de potencia.
- b) **Alimentadores primarios:** Son circuitos que salen de la subestación de distribución (S/E de distribución) estos recorren toda la red llevando el flujo de potencia a los transformadores de distribución, en el ámbito nacional se manejan los valores de 13,2KV, 13,8KV, 15KV, 25KV y 30KV.
- c) **Líneas de distribución:** Son los conductores encargados de transportar la energía que viene de los alimentadores, estos se diferencian por sus diámetros y material del que estén compuestos como cobre, aluminio o aleación.
- d) **Transformadores de distribución:** Son los que se conectan a los alimentadores primarios para suministrar la energía a los consumidores finales o para los alimentadores secundarios.
- e) **Alimentadores o circuitos secundarios:** Es el conjunto de equipos que son usados para el transporte de la energía en baja tensión.
- f) **Equipos de protección:** Tienen como función proteger los equipos y personas ante eventuales fallas, además de minimizar las complicaciones que se producen en la red debido a la falla. Entre ellos están los relés, reconectores, fusibles, etc.
- g) **Bancos Condensadores:** Usados para regular la tensión en puntos de la red, inyectando energía capacitiva para regular el factor de potencia.
- h) **Reguladores de tensión:** Son transformadores que se instalan en lugares puntos estratégicos de la red de distribución para aumentar o disminuir el nivel del voltaje con tal de cumplir la norma.

2.1.3 Clasificación de los sistemas de distribución [9]

Estos se pueden clasificar en distintos ámbitos como:

Construcción:

- a) Redes de distribución aéreas
- b) Redes de distribución subterráneas

Ubicación geográfica:

- a) Redes de distribución urbanas
- b) Redes de distribución rurales
- c) Redes de distribución suburbanas
- d) Redes de distribución turísticas

Tipo de carga:

- a) Redes de distribución para cargas residenciales
- b) Redes de distribución para cargas comerciales
- c) Redes de distribución para cargas industriales
- d) Redes de distribución para cargas de alumbrado público
- e) Redes de distribución para cargas mixtas

2.1.4 Características de los sistemas de distribución

En una red de distribución se pueden encontrar distintos tipos de curvas de acuerdo al tipo de demanda:

En la figura 2-1 se presentan los tres tipos de demanda que existen en una red de distribución común. Las gráficas están hechas en base a la relación de porcentaje total de carga las 24 horas el día.

Carga comercial: Corresponde principalmente a áreas céntricas y centros comerciales, la densidad de carga en estos casos suele ser mayor. La mayor demanda está comprendida entre las 8 a 18 horas y produce gran cantidad de potencia reactiva durante todo el día, incluso cuando no están en funcionamiento los locales esta sobrepasa a la activa, debido a los consumos que en estas ocurren.

Carga Residencial: Suelen tener la menor densidad con respecto a los otros tipos de carga, siendo menor aun en los casos de redes rurales. Su mayor consumo está entre las 18 a 24 horas y la potencia reactiva se mantiene casi constante ya que son solo electrodomésticos, de hecho en invierno cuando la demanda sube, es por calefacción que produce potencia activa.

Carga industrial: Corresponde principalmente a empresas y sus demandas son muy altas en comparación a los otros dos casos. Para la demanda industrial el consumo de potencia activa es proporcional a la reactiva ya que utiliza máquinas y su mayor demanda se encuentra entre las 7 a 16 horas.

Es importante hacer la diferencia entre las demandas, porque así se puede tomar mejor referencia del estudio que se realizará en los capítulos posteriores, en lo que comprende principalmente al aplanamiento de la curva de la hora punta.

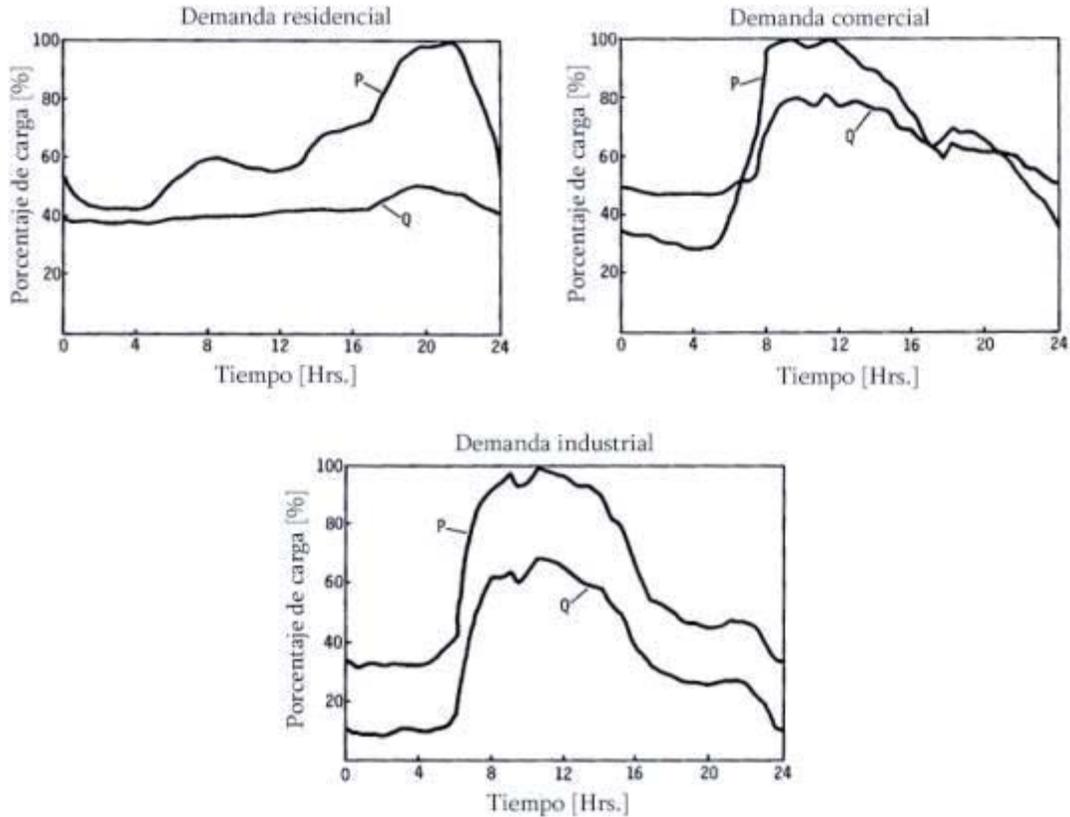


Figura 2-1 Demanda según tipo de carga (Fuente: www.secgis.sec.cl)

2.2 Generación Distribuida.

Se considera GD a la producción de energía a través de pequeñas centrales que se conectan a la red de distribución en puntos estratégicos o cercanos al consumo. La GD no es un concepto nuevo ya que se utilizaba desde hace años, pero la gran cantidad de avances lo dejaron un poco de lado, debido a que se podían tener centrales a grandes distancias, esto dio origen a los sistemas interconectados, haciendo posible una economía a gran escala en la generación de energía eléctrica. Pero con el paso del tiempo en algunos lugares estos sistemas abarcaban muchas distancias y tomando en cuenta el crecimiento de la demanda comenzaron a existir grandes concentraciones de cargas donde antes no las había, produciendo diversos problemas para las empresas distribuidoras, los cuales pueden ser mejorados gracias a la GD.

Además de lo anteriormente dicho el crecimiento de la GD se ve influenciado con metas como crecimiento de la demanda energética mundial, reducción de pérdidas de potencia activa para el sistema, apoyo a las redes o servicios auxiliares, reducir la cantidad de líneas extras, reducción de costos de transportes y cambio climático [10].

2.2.1 Clasificación de GD

Los GD se diferencian por su capacidad y forma de generar energía eléctrica. Se detallan a continuación.

Capacidad

- a) **Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD):** Son medios de generación con una capacidad máxima de potencia no superior a los 9 MW. Presentan bastante flexibilidad dentro de la red, ya que pueden ser conectados directamente a la red de distribución y ser destinados para usos públicos.
- b) **Pequeños Medios de Generación (PMG):** Parecidos a los PMGD, con capacidad máxima es de 9 MW, pero este se conecta directamente al sistema troncal.
- c) **Medios de Generación No Convencionales (MGNC):** Tiene una capacidad máxima de 20 MW y su fuente de generación no es convencional.

Forma de Generación

Estas se pueden dividir en dos grupos de importancia los que usan métodos convencionales y los que no.

Tradicional

Turbinas a gas: Son máquinas térmicas que proporcionan energía mediante la expansión de un gas. La capacidad de las turbinas está entre los 1 a 2 MW y su eficiencia es del 40% operando a ciclo abierto y en rangos de 40 a 60% trabajando en ciclo combinado.

Micro-Turbinas: Son pequeños generadores eléctricos que queman combustible (líquido o gas), para así lograr una alta velocidad en el rotor del generador eléctrico.

No Tradicional

Eólica: Es la generación de energía producida por un mecanismo parecido a los casos anteriores que utiliza la fuerza del viento para moverse. La dificultad principal es la ubicación que se le dará a la planta ya que se deben escoger las mejores condiciones dadas por el hecho de que los vientos sean medianamente constantes.

Mini-hidráulicas: Utiliza la energía potencial del agua almacenada en embalses, transformándola en energía cinética que llega a una turbina la cual la convierte en energía eléctrica. Depende mucho de las condiciones climáticas que existan en esa temporada y su instalación es un poco difícil debido a temas ambientales.

Solar térmica: Este tipo de generación consiste en concentrar la radiación solar en su forma calórica para transferirla a un fluido y luego aprovechar sus propiedades térmicas.

Solar Fotovoltaica: Aprovecha la radiación solar, más específicamente los fotones de está convirtiéndola en electricidad. Actualmente es la más transversal de las maneras de generación no convencional.

2.2.2 Ventajas de la generación distribuida

Los beneficios de utilizar GD son los siguientes:

- a) La GD reduce las pérdidas por potencia activa en los alimentadores además de mejorar el perfil de voltaje en los nodos. Permite usar de mejor manera los recursos, reduciéndose así el consumo en algunos casos.
- b) Es un respaldo para la gestión en horas punta y en casos de cortes de suministros.
- c) La flexibilidad en su ubicación, normalmente estas redes no afectan de sobremanera el sistema, así que se pueden instalar casi en cualquier lugar.
- d) Trae beneficios económicos debido a sus bajos costos de operación, mantenimiento, etc.
- e) Reduce las emisiones de contaminantes en el medio ambiente.
- f) Facilita la independencia energética de regiones aisladas, un ejemplo claro son poblados al norte del país donde se abastecen solo con PMGD.

2.2.3 Desventajas de la generación distribuida

Una mala planificación y logística pueden traer réditos negativos a estas instalaciones por problemas como:

- a) Una mala ubicación puede aumentar los costos de la distribuidora debido al crecimiento de pérdidas.
- b) Un sobredimensionamiento, podría aumentar las pérdidas del sistema por exceso de generación.
- c) El flujo bidireccional de la GD entorpece el monitoreo de la red y el trabajo de los operadores.

2.3 Conclusiones del Capítulo.

El mundo de la electricidad es muy exigente y cambiante en el tiempo, es por eso que las empresas distribuidoras deben estar preparadas para todo tipo de modificaciones que puedan ocurrir. Si bien es cierto la GD lleva varios años en utilización, sólo en el último tiempo es que su uso ha tenido un gran crecimiento, lo que va de la mano con las ERNC. Por consiguiente, las empresas distribuidoras deben esmerarse en coordinar todas las nuevas solicitudes de ingreso a la red. El uso de GD puede ser muy beneficioso a la red, pero se debe tener mesura en lo que es su planificación por que puede producirse el efecto contrario si es que se toman malas decisiones al momento de planificar estos proyectos, debido a esto es de suma importancia hacer estudios exhaustivos del impacto que los sistemas tendrán en la red de distribución.

En este capítulo se definió brevemente la composición de las redes y los tipos de esta, además de todo lo que conlleva la instalación de GD y el impacto que este provoca. También los distintos

elementos que participan en esta, que son de suma importancia al momento de analizar una inversión de un PMGD que utiliza ERNC. Para este estudio se trabajará sobre una red tipo radial, dándole énfasis a elementos como reguladores de tensión, subestaciones primarias y bancos condensadores, también se trabajará con todos los tipos de carga señalados en el capítulo.

3 Almacenamiento

El almacenamiento en la generación y distribución de la energía eléctrica siempre ha sido un punto de inflexión en la factibilidad de realizar un proyecto. En especial cuando hablamos de las ERNC, en específico eólico y fotovoltaico. Puesto que para plantas térmicas, hidroeléctricas y biomasa el problema con el almacenamiento no existe, porque la materia prima que se necesita se tiene almacenada, por lo tanto se ocupa cuando es necesario.

Los costos eran muy elevados por lo tanto se terminó postergando irremediablemente la investigación de los sistemas de almacenamiento por varios años, tanto así que hasta hace poco, la mejor tecnología en baterías que se tenía era la pila electroquímica común y corriente.

En este capítulo se presentan ventajas y desventajas entre las tecnologías más utilizadas, baterías a base de plomo (acumuladores), Ion-Litio, etc. La tecnología de Ion-Litio ha ido creciendo en el mercado y cada vez se realizan más estudios e investigaciones para su desarrollo y explotación comercial, en cambio algunas como las a base de plomo presentan una tecnología obsoleta y problemas a la salud y al medio ambiente.

3.1 Conceptos básicos.

Las baterías tienen distintas características que las hacen más viables que otras, ya que determinan su funcionamiento, y es necesario revisar estos tópicos tomando en cuenta que sugieren una gran inversión.

3.1.1 Capacidad

Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperes-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, es decir una batería de 100 Ah es capaz de suministrar 100 A en una hora. Las baterías tienen un voltaje nominal que suele ser de 2, 6, 12, 24V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante el voltaje de carga, porque es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador al ser cargado.

Las variables fundamentales que definen la capacidad de la batería son:

- a) Duración o velocidad de descarga
- b) Intensidad de descarga
- c) Temperatura
- d) Tensión final de descarga

3.1.2 Eficiencia de Carga

Es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada. Una eficiencia del 100% significa que toda la energía empleada para la carga puede ser remplazada para la descarga posterior. Si la eficiencia de carga es baja, es necesario dotarse de un mayor número de paneles para realizar las mismas aplicaciones.

3.1.3 Vida Útil

La vida útil se define como la capacidad de la batería para aguantar distintos tipos de condiciones, éstas pueden variar según el tipo de tecnología del que este hecho la batería, a continuación se explica el factor más determinante para este punto.

Profundidad de Descarga

Se denomina profundidad de descarga al valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Como ejemplo, si tenemos una batería de 100Ah y la sometemos a una descarga de 20Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20% [11].

A partir de la profundidad de descarga podemos encontrarnos con descargas superficiales (de menos del 20%) o profundas (hasta 80%). Ambas pueden relacionarse con ciclos diarios y anuales. Es necesario recalcar que cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga, mayor será la duración del acumulador. También es importante saber que, para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga.

En instalaciones solares fotovoltaicas aisladas, se suelen emplear baterías estacionarias preparadas para descarga profunda, ya que en algunas instalaciones deben soportar el consumo durante varios días. Cuanto mayor es la profundidad de descarga, en inglés Depth of Discharge (DOD), menos ciclos de uso nos va a poder dar una batería, esto se ve con mayor claridad en la figura 3-1.

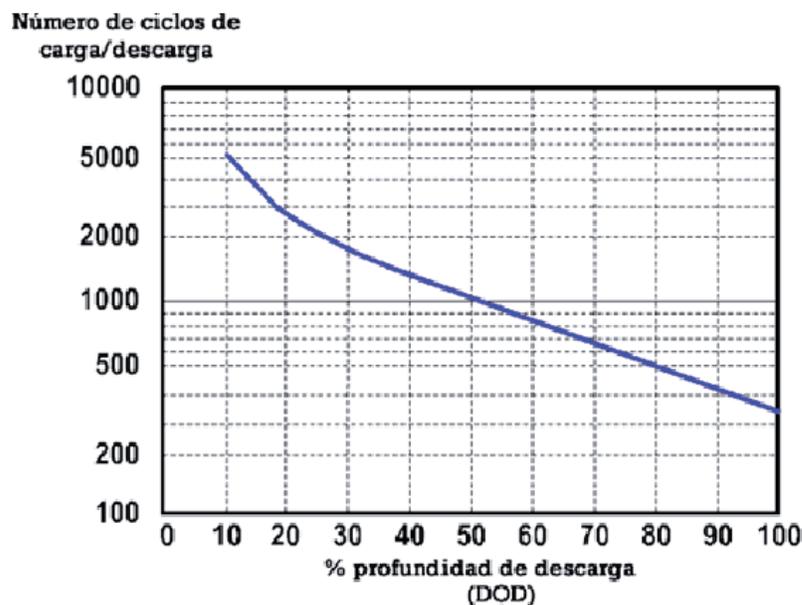


Figura 3-1 Vida útil de batería en número de ciclos según DOD (Fuente: [11])

3.2 Tipos de almacenamiento de energía.

Los ESS pueden entregar una gran cantidad de soluciones a los sistemas de potencia, tal como se mencionara en las secciones siguientes del capítulo. A nivel general los ESS pueden ayudar al sistema eléctrico, mejorando la flexibilidad, confiabilidad y eficiencia de la red.

Existen distintos tipos de almacenamientos, algunos están desarrollados hace varios años, como el de tipo mecánico y electroquímicos. En la actualidad existen algunas que se encuentran en estudio como las eléctricas y otras que ya se han estudiado hace tiempo, pero que aún se encuentran en fase de prueba ya que todavía no resultan rentables, en este informe se dará el enfoque a las tecnologías que están compuestas por baterías, pero se realizará un breve repaso por las ya mencionadas.

3.2.1 Almacenamiento de energía mecánica

Los sistemas de almacenamiento mediante energía mecánica se caracterizan por convertir energía eléctrica en energía mecánica, involucrando cambios en la energía potencial y/o cambios en la energía cinética del sistema. Este tipo de almacenamiento incluye tres tecnologías: Hidráulica de Bombeo, Aire Comprimido y Volante de Inercia.

Central Hidráulica de Bombeo

Los sistemas de almacenamiento de Hidráulica de Bombeo, también conocidos como PHS (por sus siglas en inglés Pumped Hydro Storage), es una de las tecnologías que han alcanzado mayor madurez a nivel global, de hecho, su utilización representa cerca del 96% de la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento existentes a nivel mundial, con sobre 169 GW en operación a lo largo del mundo.

El principio de funcionamiento de estos sistemas consiste en el almacenamiento de energía en forma potencial mediante dos depósitos de agua a diferentes alturas. El proceso se inicia en las horas de baja demanda, donde se bombea agua desde un depósito inferior para almacenarla en un depósito de agua de mayor altitud. Posteriormente cuando la energía es requerida, el agua se libera por una zona de caída a gran velocidad desde el depósito superior al depósito inferior accionando una turbina en su paso para así producir la energía eléctrica. Una representación conceptual de un sistema de almacenamiento de bombeo se muestra en la Figura 3-2.



Figura 3-2 Representación conceptual de un sistema PHS (fuente: Clean Balance Power)

Entre las principales ventajas que poseen estos sistemas se tiene un alto rango de potencia; entre 100 MW y 4000 MW de capacidad de almacenamiento, rangos de eficiencia entre 70% a 80% y tienen una larga vida útil; superior a los 50 años. Como desventajas están las restricciones geográficas, altos costos de inversiones iniciales y grandes tiempos de respuestas que van de segundos a minutos [12].

Almacenamiento de Aire Comprimido

Los sistemas de almacenamiento por aire comprimido, también conocidos como CAES por sus siglas en inglés Compressed Air Energy Storage, han estado comercialmente presentes desde el año 1978. Actualmente existe una capacidad instalada que alcanza cerca de los 600 MW en el mundo.

El principio de funcionamiento de estos sistemas consiste en la utilización de la energía eléctrica en los escenarios de baja demanda, para que a través de un compresor se pueda comprimir el aire disponible y así almacenar la energía mediante cavernas subterráneas o depósitos modulares. El proceso continúa al liberar el aire comprimido para calentarlo y expandirlo por medio de turbinas de gas de alta y baja presión, que convierten la energía acumulada en electricidad a través de un generador. En la Figura 3-3, se muestran los distintos componentes de un sistema de almacenamiento de aire comprimido CAES.

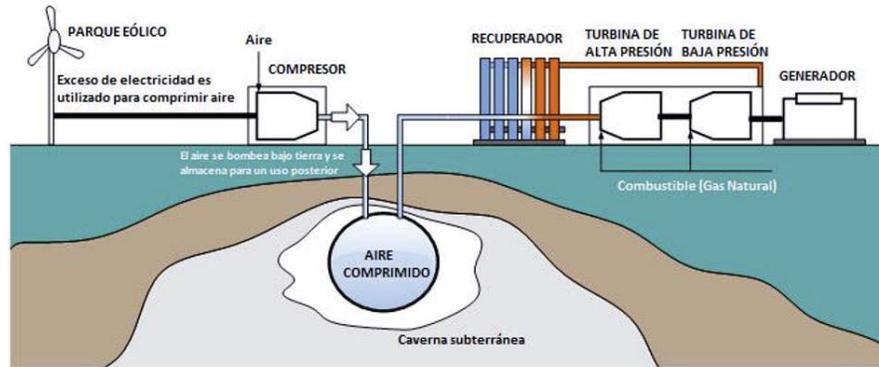


Figura 3-3 Representación conceptual de un sistema CAES (fuente: www.sc.ehu.es)

Entre las principales ventajas que poseen estos sistemas se tiene un alto rango de potencia entre; 100 MW y 300 MW de capacidad de almacenamiento, gran conservación de energía; de hasta 24 horas y tienen una larga vida útil, superior a los 25 años. Como desventajas están las restricciones geográficas, bajos rangos de eficiencia entre; 45% a 75% y grandes tiempos de respuestas que van de los 5 a 15 minutos [12].

Volante de Inercia

Los sistemas de almacenamiento de volante de inercia son una tecnología comercialmente disponible desde 1970, y que actualmente alcanzan los 900 MW en operación en el mundo.

El principio de funcionamiento del Volante de Inercia consiste en un cilindro masivo que gira a una altísima velocidad constante entre 20.000 a 50.000 rpm, proporcionada por un motor eléctrico al cual se encuentra conectado. De esta forma, la energía es almacenada en la masa del volante de inercia en forma de energía rotacional cinética, gracias a la inercia generada en su movimiento y al casi nulo rozamiento que se consigue entorno a la masa en suspensión permitida por el sistema de levitación magnética y rodamientos radiales que la sostienen. Posteriormente cuando la energía es requerida, ésta se libera desacelerando el rotor del volante de inercia, y devolviendo así la energía cinética a la maquina eléctrica, esta vez operando como generador para producir corriente eléctrica. Los principales componentes y la representación gráfica de este sistema se observan en la Figura 3-4.



Figura 3-4 Representación gráfica de un Volante de Inercia (fuente: www.beaconpower.com)

Entre las principales ventajas que poseen estos sistemas se tiene un alto rango de eficiencia entre; 80% y 90%, capacidad de respuesta de tan solo segundos, además registran una vida útil de 15 a 20 años y requieren poco mantenimiento. Como desventajas, tienen un alto nivel de autodescarga, rangos de potencia, menores a 200 MW y alto costo de inversión inicial [12].

3.2.2 Almacenamiento de energía por medio de baterías (BESS)

Los sistemas de baterías tienen variados tipos de tecnologías y su característica común es que la energía guardada es en forma de energía electroquímica. Una de las ventajas de los BESS con respecto a las otras tecnologías es que tienen menos restricciones de localización, ya que es posible ponerlas en casi cualquier lugar y requieren menores tiempos de construcciones y diseño. Como desventajas tienen altos costos iniciales y la baja densidad energética de algunas tecnologías.

La densidad de energía y potencia reflejan que tan eficientes son las distintas tecnologías con respecto al uso del espacio. En la siguiente figura se muestra la energía y potencia específica de distintas tecnologías de baterías [13].

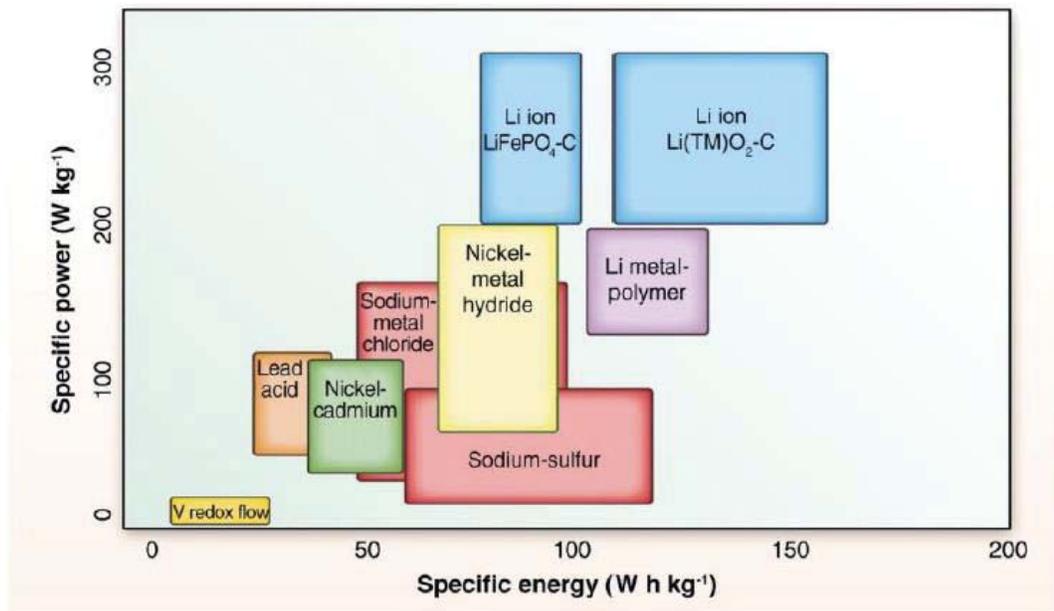


Figura 3-5 Energía y potencia específica de baterías (Fuente: [13])

Baterías de Sulfuro de Sodio (NaS)

La tecnología NaS comienza con el descubrimiento de la alta conductividad iónica del cerámico-alúmina para iones de sodio a una alta temperatura. En la figura 3-6 se muestra esquemáticamente el funcionamiento de la batería de NaS. En el centro se encuentra el sodio (electrodo negativo) derretido, contenido en un tubo que forma el electrolito de β -alúmina quien en la descarga conduce los iones Na^+ producidos en la interfaz ánodo-electrolito hasta el cátodo, donde reaccionan con el azufre, reduciendo para formar Na_2S_5 (Polisulfuro de sodio). Cuando se carga, las reacciones se invierten y el sodio vuelve al interior del tubo [13].

Como ventaja tiene que las reacciones liberan calor, por lo que es fácil mantener la temperatura de operación (esta tecnología necesita grandes temperaturas para su operación), alta densidad energética, gran cantidad de ciclos de vida variando entre 2500 a un 100% DoD y 5000 a 90% DoD. Operando de manera diaria es posible llegar a los 15 años de operación. Además tienen poca auto-descarga, bajo mantenimiento y se puede reciclar cerca del 99% de los materiales utilizados [14]. Como desventaja tiene que sus costos van en aumento, su uso está limitado por las altas temperaturas y problemas con el sellado por los reactivos.

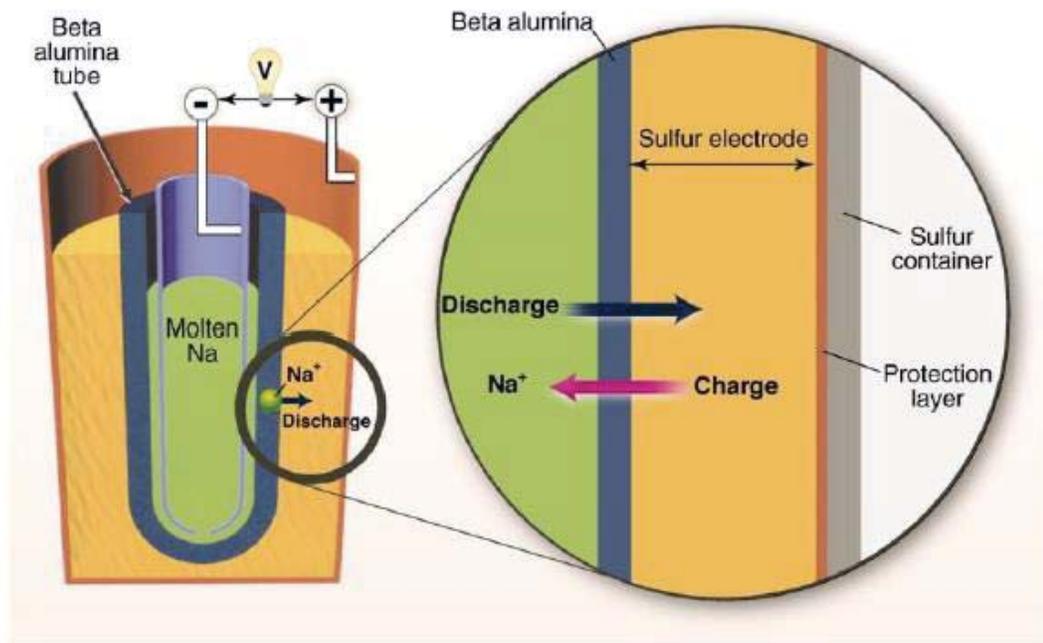


Figura 3-6 Diagrama de batería de sulfuro de Sodio (Fuente: [13])

Baterías de flujo-redox (VRB)

Las baterías de flujo son relativamente nuevas, su funcionamiento está basado en reacciones de reducción y oxidación en soluciones electrolíticas. Su principio de operación se muestra en la figura 3-7.

La celda contiene dos compartimentos separados por una membrana iónica que no permite el paso de vanadio, pero sí del hidrógeno. Las soluciones electrolíticas son bombeadas continuamente de tanques externos que contienen los pares solubles de las reacciones de óxido-reducción. La energía de las baterías redox se almacena en el electrolito, cambiando la concentración de los iones presentes en la solución. En la práctica, las celdas se ordenan en arreglos de celdas usando electrodos bipolares. La potencia del sistema está determinada por el número de celdas en el arreglo y la energía por la concentración y volumen de los electrolitos [15].

Como ventaja se tiene que estos sistemas no existe la autodescarga, tienen una eficiencia entre 75-80% y además poseen alta energía específica. Las desventajas vienen por el lado del diseño que obliga a tener sensores, lo cual disminuye la confiabilidad y encarece los costos. También el mantenimiento de la membrana que es parte fundamental de la batería, pues permite separar los electrolitos [13].

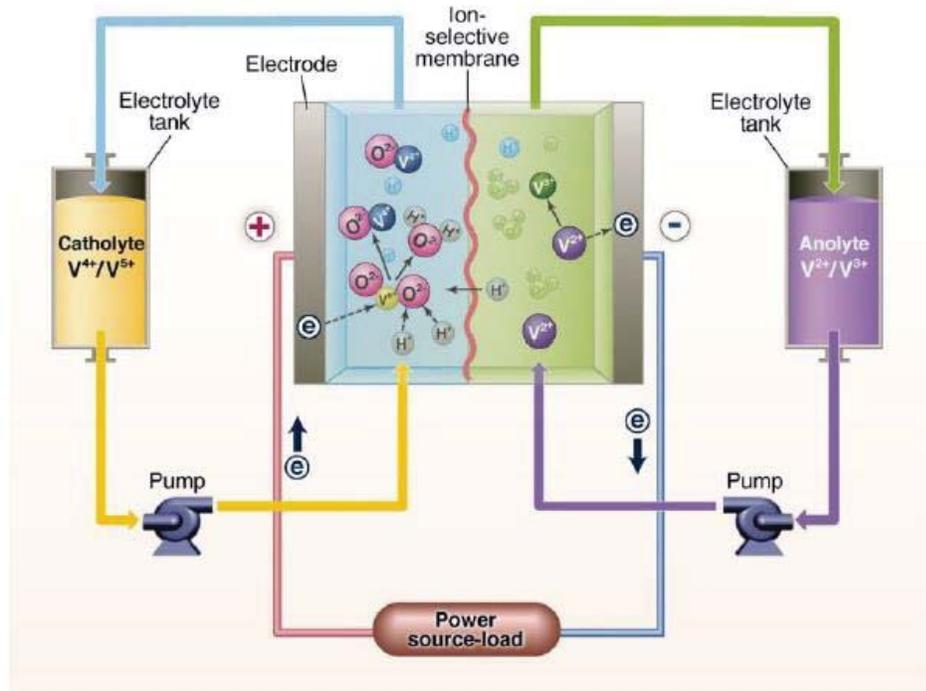


Figura 3-7 Diagrama de funcionamiento de batería redox (Fuente: [13])

Baterías de Ion Litio (Li-ion)

Las características que favorecen la utilización de batería de litio son: el bajo potencial redox del litio; bajo peso molecular; y el pequeño radio atómico, que favorece la difusión del ion, permite que los arreglos de celdas de litio tengan un alto voltaje de salida y además altas densidades energéticas. Estas interesantes características, sumado a ciclos de vida largos han logrado que la batería de litio tenga un lugar importante en la industria de la electrónica portátil [13] [16]. La siguiente figura muestra el esquema de funcionamiento de la batería de ion litio.

El electrodo negativo es un carbón en forma de grafeno (configuración plana de los átomos de carbono) que mantiene litio entre sus capas, mientras que el electrodo positivo se constituye por un compuesto que permite que el litio se una a él mediante un enlace covalente, manteniendo también estructura tipo capa. En la carga los electrodos pueden insertar o remover litio de sus estructuras. Durante la carga, el electrodo positivo remueve iones de litio de su estructura tipo capa, mientras que en el electrodo negativo los iones de litio se insertan al grafeno. El proceso se revierte durante la descarga. Los electrodos están separados por un electrolito líquido orgánico.

Debido a su larga vida útil, alta densidad energética y seguridad, se han desarrollado aplicaciones de baterías, tanto para aplicaciones conectadas a la red como para vehículos eléctricos. Las baterías de ion litio poseen una alta eficiencia 80-94% y una larga vida útil (5000 ciclos). Las principales desventajas de las baterías se deben a temas de seguridad, pues se debe mantener un voltaje y una temperatura de operación dentro de rangos apropiados, debido a la fragilidad de su estructura. Además, existe un aumento del riesgo de incendio debido al uso de solventes orgánicos inflamables [13].

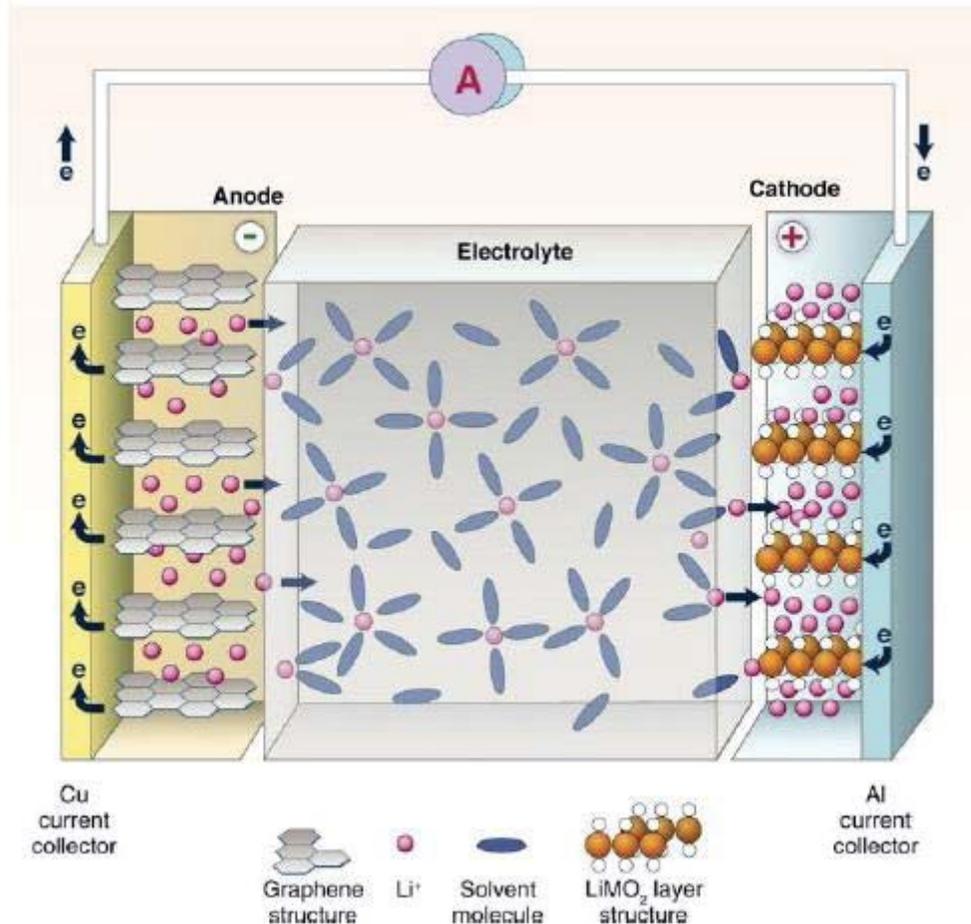


Figura 3-8 Diagrama de funcionamiento batería de ion litio (Fuente: [13])

Baterías de Flujo Híbridas (Zn/Br)

Los sistemas de almacenamiento a través de Baterías de Flujo Híbridas combinan las principales características de las baterías convencionales anteriormente descritas con las ventajas de una batería de Redox de Vanadio. Estas tecnologías abarcan principalmente a las baterías de flujo híbridas de Bromuro de Zinc (ZnBr), desarrolladas por Exxon en los años 1970, y a las baterías de Zinc-Cerio (ZnCe).

Si bien la tecnología de las baterías HFB actualmente se encuentran en una etapa de Investigación y Desarrollo, a nivel global, existen un total de 21 proyectos en operación, con una capacidad instalada total de sistemas de almacenamiento de este tipo de solo 4 MW a lo largo del mundo, por lo que aún requieren mayor madurez en el mercado.

El principio de funcionamiento de los sistemas de Baterías de Flujo Híbridas consiste en combinar las características anteriormente descritas, almacenando una de las masas activas

internamente dentro de una celda electroquímica, mientras que la otra masa activa permanece en el electrolito líquido, almacenándola externamente en un tanque de electrolitos [12].

Baterías de Plomo Acido

La celda de plomo ácido está compuesta por dos electrodos, uno de plomo (electrodo negativo) y otro de óxido de plomo (electrodo positivo), inmersos en una solución de agua con ácido sulfúrico. Los electrodos se encuentran separados por una membrana aislante y permeable que evita cortocircuitos entre los electrodos.

El principio de funcionamiento se basa en reacciones químicas reversibles. Durante la descarga de ion sulfato se combina con el plomo para formar sulfato de plomo que se deposita en los terminales positivo y negativo, causando que la concentración del sulfato disminuya en la solución. Al cargarse la batería, el sulfato de plomo se convierte en plomo en el electrodo negativo, y en óxido de plomo en el electrodo positivo. Existen dos tipos de tecnologías de plomo ácido, la versión ventilada y la regulada por válvulas o sellada. Se diferencian en que la mantención necesaria para la batería de plomo regulada por válvulas es menor, debido a la menor corrosión del medio ambiente. Sin embargo la vida útil de la batería de plomo ácido sellada es menor que la ventilada, debido a que es menos tolerante frente a cambios de temperatura.

Las ventajas se deben a que han sido probadas en múltiples aplicaciones, tienen una vida útil de 1000-4500 ciclos y eficiencias entre 75-90%. La desventaja principal es que se espera que en los próximos años ya no existan reservas del metal y también el potencial daño ambiental ante un derrame de ácido sulfúrico [17].

3.2.3 Almacenamiento de energía eléctrica

Los sistemas de almacenamiento (ESS) mediante energía eléctrica, se pueden clasificar en dos grupos: Capacitor Doble Capa (DLC) y Superconductores Magnéticos (SMES).

Capacitores Doble-Capa

También denominados como Supercapacitores, son una de las tecnologías más directas para almacenar la energía eléctrica. Estos sistemas han estado presentes desde 1980, alcanzando actualmente una capacidad instalada de 76 MW en operación en el mundo.

El principio de funcionamiento de los sistemas DLC consiste en el almacenamiento de energía a través de grandes campos electrostáticos entre dos placas conductoras separadas por una solución de electrolito. Al aplicar tensión a las placas del supercapacitor, se induce una gran carga opuesta entre ambas, de esta forma, la carga se acumula en la interfase entre las placas y la solución de electrolito, formando así dos capas cargadas (doble capa) con una distancia de separación entre las superficies extremadamente pequeña. Dado que el valor de capacitancia es proporcional al área superficial, se pueden conseguir valores extremadamente altos de capacitancia en espacios pequeños, del orden de los mil Faradios, definiéndose así la energía capaz de almacenar [12].

Superconductores Magnéticos

Los sistemas de almacenamiento mediante Superconductores Magnéticos, es una tecnología basada en un principio electrodinámico que actualmente se encuentra en fase de desarrollo.

El principio de funcionamiento de los SMES consiste en el almacenamiento de energía a través del gran campo magnético creado por el flujo de corriente continua en una gran bobina superconductora, la cual mantiene su condición como superconductora casi sin pérdidas, gracias a un sistema de refrigeración criogénica, que mantiene la extrema temperatura operacional de trabajo de 4 °K, permitiendo la circulación de la corriente eléctrica a través de la bobina por un largo tiempo sin perder energía. Posteriormente la energía almacenada puede ser transferida a la red descargando la bobina superconductora.

La aplicación primaria para un sistema de almacenamiento de superconductores magnéticos incluye aplicaciones de calidad de energía y estabilización de la red [12].

3.2.4 Almacenamiento de energía térmica

Los sistemas de almacenamiento mediante energía térmica se basan en la capacidad de determinados materiales para acumular energía en forma de calor.

En los sistemas de almacenamiento de energía térmica existen dos formas de almacenar energía dependiendo si se utiliza el calor latente o el calor sensible.

Almacenamiento Térmico de Calor Latente

En el almacenamiento térmico de calor latente, la energía es almacenada en virtud de un cambio de fase a la cual se somete un material, pudiendo este ser un material orgánico de cambio de fase (Phase Change Material o PCM) como las ceras de parafina o un material PCM inorgánico como las sales fundidas.

Sales Fundidas

La principal forma de almacenamiento de calor latente es a través de sistemas térmicos de almacenamiento de sales fundidas. Los sistemas térmicos de Sales Fundidas representan actualmente cerca del 1.4% de la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento existentes, con 2.4 GW en operación a lo largo del mundo.

El principio de funcionamiento de los sistemas de Sales Fundidas consiste en el almacenamiento de energía a través de grandes cantidades de sal como medio de almacenamiento y como fluido de transferencia de calor. Las sales fundidas, compuestas por nitrato de sodio y nitrato de potasio, son utilizadas en dos tipos de sistemas de generación de Concentración Solar Térmica de Potencia (CSP), las de cilindros parabólicos y las de torre de concentración termosolar. En esta última, la concentración solar ocurre al direccionar la radiación que llega a un conjunto de espejos, denominados heliostatos, hacia un receptor central de torre, donde la radiación solar concentrada calienta las sales fundidas frías hasta una temperatura de 565 °C, para

posteriormente almacenar las sales calientes en un sistema de tanques. Finalmente, cuando la electricidad es requerida, se extraen las sales calientes de los tanques para transferir el calor al agua y crear vapor, donde el vapor generado es utilizado para accionar una turbina de vapor y generar electricidad [12].

Almacenamiento Térmico de Calor Sensible

En el almacenamiento térmico de calor sensible, la energía es almacenada en virtud de la capacidad calorífica de un material y mediante el cambio de temperatura de este mismo. La temperatura del medio de almacenamiento aumenta cuando el calor es absorbido, y decrece cuando se libera el calor. El almacenamiento de calor sensible puede ser en dos formas [13]:

A través de un material sólido, como rocas, que se calientan y enfrían indirectamente mediante un fluido de transferencia de calor. A través de un material líquido como el agua mediante tanques de almacenamiento.

Las aplicaciones típicas para un sistema de almacenamiento de calor sensible utilizan ampliamente la gran capacidad de almacenamiento de calor que posee el agua para aplicaciones de refrigeración y de climatización en edificios, consiguiendo así un gran ahorro de electricidad y de calor [12].

3.3 Aplicaciones y beneficios de uso de ESS.

Los ESS estudiados pueden ser utilizados para cumplir diferentes funciones. Varias de éstas pueden proporcionar beneficios económicos a sus dueños. Además, estas aplicaciones son numerosas, lo que significa una gran cantidad de oportunidades de negocios para las empresas que poseen ESS. Un aspecto notable al usar ESS, es que se pueden combinar tecnologías para cubrir más aplicaciones dentro de un área en particular [18] [19] [20].

3.3.1 Regulación de Frecuencia

Idealmente debiese existir un equilibrio entre la potencia generada y la demandada dentro del sistema eléctrico, de forma que todas las unidades se encuentren girando a la velocidad de sincronismo (frecuencia de la red). La demanda presenta una naturaleza aleatoria, instante a instante, lo que provoca un desbalance entre generación y demanda. Lo anterior se traduce en variaciones en la frecuencia del sistema y, por lo tanto, en problemas para el manejo y control de la red.

Por un lado, las variaciones rápidas en la carga hacen que se produzcan cambios pequeños en la frecuencia de la red durante algunos segundos. También, pueden ocurrir variaciones lentas en la red eléctrica, las que producen cambios en la frecuencia durante minutos o incluso horas. Además, pueden ocurrir grandes perturbaciones, como la salida intempestiva de plantas generadoras o grandes caídas en la demanda. Con lo anterior, se pueden producir caídas considerables en la frecuencia, lo que es totalmente indeseado. Todas estas actividades caen dentro de lo que se conoce como Regulación de Frecuencia de la red.

En Chile se definen tres niveles de regulación de frecuencia: el control “primario”, “secundario”, y “terciario”. Estos niveles se diferencian por sus tiempos de operación y por los mecanismos que intervienen [21]. A continuación, se definen los tres niveles de regulación.

- a) Control primario de frecuencia (CPF): Cuando ocurre una falla que provoca un desequilibrio repentino entre generación y demanda, la frecuencia del sistema varía rápidamente. La primera acción correctiva es el CPF, donde actúan los reguladores de velocidad de los generadores en base a un control proporcional. Esto les permite inyectar potencia rápidamente (se debe tener un margen de reserva en giro para lograrlo). Normalmente el error tiene una duración entre los 10 y 30 segundos.
- b) Control secundario de frecuencia (CSF): Tiene como objetivo llevar el error permanente de frecuencia a cero. Para ello, se deben modificar las consignas de los generadores de forma automática o manual. Con esto se busca mantener los flujos programados entre áreas del sistema e impedir que la perturbación se propague.
- c) Control terciario de frecuencia (CTF): Una vez alcanzado el valor nominal de frecuencia, es necesario lograr el mínimo económico. Por ello, se recurre a la regulación terciaria de frecuencia, donde se re-despachan las unidades, con el objetivo de minimizar los costos marginales.

De esta forma, un ESS puede dar regulación primaria y secundaria de frecuencia en sistemas interconectados. Básicamente, para regulación primaria, el ESS absorbe potencia (se carga) cuando hay un incremento de la frecuencia. Análogamente, éste inyecta potencia (se descarga) cuando disminuye la frecuencia. De forma similar puede apoyar un ESS en el CSF, tanto para el control automático como para el manual.

Otro punto a favor, al incorporar ESS, se presenta en el caso de penetración de energía solar y eólica. Esto, ya que dichas tecnologías son incapaces de dar regulación primaria, por lo que el apoyo con ESS puede significar una oportunidad de negocio para ayudar a la inserción de energías alternativas.

3.3.2 Regulación de Tensión

Los niveles de tensión en cada barra de la red son parámetros que deben estar definidos. Estos son un requerimiento por parte de las empresas de distribución eléctrica, el que está estipulado en la normativa chilena. Aquí, la variable principal que influye sobre los valores de tensión dentro de un SEP, es la potencia reactiva.

Algunos sistemas de almacenamiento tienen la capacidad de absorber y entregar potencia reactiva. En particular, muchos BESS equipados con un equipo de compensación adecuado posibilitan su uso para regulación de tensión. Así, se puede cumplir una función similar a la que realizan algunos equipos FACTS, como los SVC (“*Static VAR Compensator*”), ayudando a mantener la tensión del sistema en niveles estables mediante el manejo de reactivos [22].

Para regular tensión, el ESS debe ser extremadamente rápido, con tiempos del orden de los 20 ms. Además, debe poseer un equipo conversor de electrónica de potencia que opere en los cuatro cuadrantes, de manera de poder operar como capacitor o reactor, según sea el caso.

Es especialmente atractiva la idea de utilizarlos de manera distribuida, cerca de los centros de consumo. Incluso, pueden ser utilizados por los clientes finales para corregir su factor de potencia. Esto puede ser de utilidad para grandes empresas, ya que así evitan las multas debidas a bajo factor de potencia.

Al tener un ESS en las cercanías de la carga que pueda proporcionar, tanto la potencia activa como la reactiva, se podría reducir las pérdidas de potencia en las líneas. Además, ello posibilita desligarse del soporte de energía reactiva de otros generadores por un cierto periodo.

También, los ESS que pueden descargar energía rápidamente, son capaces de estabilizar el sistema en el tiempo suficiente como para permitir que generadores u otras fuentes de energía reactiva puedan encenderse y evitar inestabilidad de voltaje. Por ejemplo, los SMES, debidos a su naturaleza, son ideales para este tipo de aplicación. Se pueden usar para respaldar una caída de tensión transitoria, debida a una gran perturbación en el sistema de potencia, con duración entre 10-20 ciclos [23].

3.3.3 Partida en negro

La capacidad de partida en negro se define como la capacidad que tiene una unidad generadora para poder incorporarse al sistema eléctrico, estando inicialmente apagada, sin la necesidad de la asistencia de la red eléctrica. Este tipo de capacidad se utiliza generalmente para energizar la red eléctrica y soportar la conexión de otras unidades generadoras y líneas de transmisión cuando ha ocurrido en el sistema una falla, ya sea total o parcial.

Para esta aplicación los ESS presentan gran ventaja frente a muchos medios de generación, ya que pueden prestar el servicio de partida en negro. Típicamente se requieren grandes niveles de potencia activa y reactiva (>10 MVA). Esto es debido a que se tiene que energizar las líneas de transmisión, brindar control de voltaje, control de frecuencia y lograr la partida de los generadores.

También, se debe tener un tiempo de descarga de algunas horas para poder energizar los generadores y darles partida desde un estado frío. Por ejemplo, en turbinas de gas, que van desde 15 minutos a una hora.

3.3.4 Arbitraje de Energía

El despacho económico permite minimizar costos de operación, sujeto a restricciones de calidad y seguridad de servicio dentro del sistema interconectado. También, permite saber la magnitud de potencia a generar y los costos marginales en cada barra del sistema. Normalmente, el operador del sistema realiza los despachos de forma horaria.

En mercados desregulados, la minimización de costos permite la creación de un mercado, en el cual se compra y vende energía y potencia a costo marginal. Éste es el denominado mercado spot.

Entonces, el objetivo general de cualquier despacho económico es ubicar las centrales de la forma más económica para el sistema. La variación horaria de la demanda presenta valles y puntas en la demanda y el mercado lleva al equilibrio económico. Esto lleva a aumentar los costos marginales en horas de alta demanda y reducirlos en horas valle (baja demanda).

Los sistemas de almacenamiento pueden gestionar la compra y venta de energía, comprando a bajos precios (cargando) y vendiendo (descargando) a precios mucho más elevados. Esto es a lo que se conoce como arbitraje de energía.

Para lograr el arbitraje de forma diaria se requieren sistemas de almacenamiento con un gran número de ciclos y, en lo posible, de gran capacidad.

3.3.5 Descongestión de Líneas

La congestión de las líneas es un problema recurrente en los SEP. Esto usualmente involucra grandes inversiones en instalaciones, para así aumentar la capacidad de las mismas.

Los ESS ofrecen una alternativa muy interesante, ya que permiten la descongestión de las líneas. Por ejemplo, si una línea presenta el problema de que se alcanza su límite térmico cuando la demanda es alta, entonces debiese realizarse una inversión para aumentar la capacidad de la línea. Sin embargo, se puede instalar un ESS en el lado de la carga o consumo (Almacenamiento Distribuido). De esta manera, el sistema de almacenamiento descargará su energía en horas punta y la línea no alcanzará a operar al máximo de su capacidad.

Esto permite lograr un aplazamiento de las inversiones de expansión para la capacidad de las líneas, lo que favorece económicamente a la empresa distribuidora. Si se utilizan sistemas con baterías, sería necesario utilizar una tecnología que permita inyectar energía al sistema durante varias horas. Además, que presente una prolongada vida útil, de manera que se pueda utilizar de forma diaria.

3.3.6 Respaldo para usuarios finales y subestaciones eléctricas

Otra aplicación que se le puede dar a los sistemas de almacenamiento de energía es la de servir como respaldo en caso de emergencias y cortes de energía. Por ejemplo, si están instalados cerca de una subestación, pueden utilizarse para mantener funcionando los servicios auxiliares hasta que se resuelva la falla, en forma similar a como operan los equipos UPS (“*Uninterruptible Power Systems*”).

Por otro lado, un cliente industrial puede utilizarlos en caso de que ocurra un corte de suministro energía, pudiendo así evitar grandes pérdidas económicas por interrupción de sus procesos productivos. También, se debe considerar que tener grupos electrógenos de respaldo no siempre es factible. Esto ya que, por ejemplo, existen regulaciones locales que prohíben la instalación de estos equipos en ciertos sectores urbanos. Por otro lado, hay que tener en cuenta que un sistema

de almacenamiento utilizado para estos fines tiene que ser capaz de proveer energía por períodos largos de tiempo.

3.4 Conclusiones del Capítulo.

Los sistemas de almacenamiento son una tecnología totalmente desarrollada en algunos ámbitos como lo son los centros de bombeo y otros igual o más utilizados, estos resultan bastante útiles y sus inversiones convenientes a largo plazo. Realizar instalaciones de tecnologías maduras es complicado, principalmente por condiciones geográficas y de inversión, por lo que no resultan útiles para usarlos en GD. Esta condición obliga a tomar otras alternativas como los BESS que tienen a su haber ventajas técnicas, y especialmente de logística siendo posible ubicarlas en lugares óptimos. El gran problema de estas últimas es que la inversión es muy grande, pero debido a los avances los precios de estas han ido a la baja.

Estudiar los BESS y sus características se hace necesario para lograr estabilidad y seguridad en las redes, ya que las redes irán evolucionando haciéndose más dinámicas en su funcionamiento y más difíciles de controlar sus problemas técnicos.

4 Marco Regulatorio

A continuación se presentara una síntesis de los principales aspectos tratados en la normativa, tanto internacional como nacional principalmente a la Generación Distribuida y a medios de generación que utilicen ERNC como fuente energética. Los Artículos que están desarrollados acá no están textuales a los documentos oficiales y en algunos casos están resumidos extrayendo solo lo más importante. También se resumirán los principales organismos fiscalizadores y su influencia en cuanto al proyecto se refiere.

4.1 Organismos fiscalizadores.

A medida que se han ido incluyendo nuevas formas de generación de ERNC los organismos que componen el gobierno han tenido que actualizarse de manera paulatina. Es así como se han creado nuevas leyes y normas para regir la inclusión de estas. Todo esto para tener un buen funcionamiento y conexión de los PMGD a la red de distribución. A continuación se describirán de manera breve los organismos responsables de este cambio, como también los documentos más importantes realizados por estos, los cuales tienen la responsabilidad de regular y fiscalizar a empresas generadores, transmisoras y distribuidoras junto a auto-productores y consumidores (libres y regulados).

4.1.1 Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía se crea en la Ley promulgada el 25 de noviembre del 2009. En febrero del año 2010 entra en vigencia la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio. Tiene como función el diseño y la coordinación de planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector.

El Ministerio de Energía es el que cumple la función de relacionar la Presidencia con la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC).

4.1.2 Comisión Nacional de Energía

La comisión nacional de energía es un organismo público, autónomo y descentralizado que fue creado por el Decreto de Ley N° 2.224 el 25 de mayo de 1978. Es un organismo técnico encargado del análisis de precios, tarifas y normas técnicas para regir a las empresas de producción,

generación, transmisión y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, pretendiendo la operación más económica [24]. Los actos jurídicos administrativos de la CNE se realizan a través del Ministerio de Energía. Aun así posee plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones directamente con el presidente de la república. A la CNE le corresponden las siguientes funciones:

- a) Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la Ley.
- b) Fijar las normas técnicas y de calidad para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la Ley.
- c) Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- d) Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

4.1.3 Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC)

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC nace el 14 de diciembre del año 1904 bajo la Presidencia de German Riesco, con el nombre de Inspección Técnica de Empresas y Servicios Eléctricos. En la actualidad se rige por las Leyes N°18.410 del año 1985 y N°19.613 del año 1999. Desde su creación ha evolucionado hasta convertirse en la principal agencia pública responsable de supervigilar el Mercado de la Energía, velando por su calidad, seguridad y precio. Su objetivo es fiscalizar las disposiciones legales, multar, resolver conflictos, autorizar servidumbre, etc [25].

4.1.4 Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

El Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí [24].

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. La organización, composición, funciones y atribuciones se rigen según lo establecido en la Ley N°20.936 y su Reglamento.

No forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Comenzó a operar el 1 de Enero del año 2018.

Este organismo es uno de los protagonistas en el uso de las ERNC, debido a que este se creó como reemplazo de los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), los cuales operaban principalmente para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y el Sistema Interconectado Central (SIC). Esto porque existía mucha generación en el norte la cual no se podía utilizar debido a que la oferta era mucho mayor a la demanda.

El coordinador Eléctrico Nacional realiza la operación de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de:

- 1) Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- 2) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- 3) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.
- 4) Coordinar la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la Ley y la Reglamentación pertinente, para lo cual podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación.
- 5) Creación de informes mensuales sobre la evolución del proceso, como también la realización de investigaciones que aporten al desarrollo eléctrico nacional. Entre otros.



Figura 4-1 Organigrama del coordinador (Fuente: [24])

4.1.5 Panel de Expertos

El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos es un órgano colegiado autónomo creado el año 2004 por la Ley N°19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento [26].

4.1.6 Ministerio del Medio Ambiente

El 12 de enero de 2010 fue promulgada la Ley N°20.417 que crea el Ministerio del Medio ambiente basado en la anterior CONAMA, además se crea el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente.

Es el encargado del diseño y aplicación, planes y programas en materia ambiental, así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e

hídricos, promoviendo un desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su normativa.

4.1.7 Tribunal de Defensa de Libre Competencia (TDLC)

Es una institución creada mediante la Ley N°19.911 del año 2003. Su misión es promover y resguardar la libre competencia en los mercados, previniendo, corrigiendo o prohibiendo cualquier hecho o acto o convención que lo impida, restrinja o entorpezca y sancionando a quienes, individual o colectivamente, atenten contra ella.

4.1.8 Centro de Energías Renovables

El día 18 de agosto de 2009 se crea el Centro de Energías Renovables (CER) tiene como misión promover y facilitar el desarrollo de la industria de las energías renovables no convencionales. Se encarga de articular los esfuerzos públicos y privados, para optimizar el uso del potencial energético del existente en el país. Es un organismo público vinculado al Ministerio de Energía. Entre las principales funciones de este organismo están:

- a) Estudiar la evolución y el desarrollo de las tecnologías de ERNC y su aplicabilidad en Chile, para facilitar la eliminación de barreras en la materialización de proyectos.
- b) Promover el desarrollo de una red de convenios con centros e instituciones, a nivel nacional e internacional, que estén realizando promoción e innovación en ERNC.
- c) Servir de centro de información y orientación para entes gubernamentales, inversionistas, desarrolladores de proyectos e investigaciones académicos.
- d) Generar catastros de recursos naturales para el desarrollo de las ERNC.

4.2 Leyes y Normativas.

Las Normas son dictadas directamente del gobierno y organismos internacionales y su principal función es mantener el funcionamiento de las redes eléctricas en buenas condiciones sin que existan efectos colaterales para los clientes. También existen leyes que vienen directamente del Ministerio de Energía las cuales promueven el uso de ciertas energías antes que otras para el desarrollo nacional. En esta sección se hará un repaso por las leyes que impulsan el uso de las ERNC y las Normas Técnicas que velan por la integración y buen funcionamiento de esta.

4.2.1 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

Esta es una Norma que se actualizo hace muy poco tiempo ya que los indicadores de calidad y servicio cambiaron para beneficiar a los clientes.

Operación y conexión del generador

El artículo 4-12 de esta norma indica que para condiciones de operación normal y estacionario, la GD con capacidad instalada superior a 30 KVA deberá operar a partir de inyecciones superiores a 20% de P_{Emax} , con un factor de desplazamiento ($\cos\theta$) entre 0.9 inductivo hasta 0.9 capacitivo, según las indicaciones de las empresas distribuidoras. Si la empresa distribuidora indica que la

GD deberá inyectar un factor de potencia distinto de 1, el cliente quedara liberado de una posible multa por factor de potencia.

Por otro lado, bajo condiciones de operación norma y estacionario, la GD con capacidad instalada inferior a 30 KVA, que sean capaces de ajustar su ($\cos\phi$), deberá operarse a partir de inyecciones del 20% de P_{Emax} , con un $\cos(\phi)$ entre los 0.95 capacitivo hasta 0.95 inductivo, según indicaciones de la empresa distribuidora.

La conexión de un generador solo se puede dar si se establece que la tensión y frecuencia de la red estén dentro de un rango de tolerancia de 0.85 Vn a 1.1 Vn y 47.5 Hz hasta 50.2 Hz respectivamente.

Almacenamiento

Los equipos de Compensación de Energía Activa para regulación de frecuencia se definen, como se cita a continuación.

“Equipos de Compensación de Energía Activa: Equipo electrónico de potencia, capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión del sistema interconectado, ante variaciones de frecuencia” [27].

4.2.2 Ley 19.940 (Ley de transporte de energía eléctrica)

A la ley 19.940 se le realizaron modificaciones para la integración de las ERNC las cuales son:

El artículo 71-17 define que las fuentes de generación no convencionales conectadas al sistema eléctrico son las siguientes: geotérmicas, eólicas, solares, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares definidas por la comisión.

El acceso de las ERNC al sistema eléctrico está establecido por el artículo 91. Este artículo permite a los propietarios vender energía al sistema a un costo marginal instantáneo.

Excepciones en el pago total o parcial en el peaje por el sistema troncal y el derecho de evacuar su energía a través de los sistemas de distribución.

Los peajes a pagar están determinados por un factor proporcional entre un nivel de potencia superior a 9MW y 11 MW. Las centrales cuya potencia sea inferior a los 9MW, quedan exentos de pagos por peaje.

El artículo 91 de la LGSE (Ley General de Servicios Eléctricos) facilita la incorporación de ERNC a los sistemas de distribución, ya que las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión de ERNC con una capacidad no superior a los 9 MW a la red de distribución [28].

4.2.3 Ley 20.257 (Ley ERNC)

A través de la Ley 20.257 introduce modificaciones a la Ley 20.018 (Ley General de Servicios Eléctricos), las cuales son:

El artículo 1-4 establece que los propietarios de generación de ERNC, tendrán derecho a suministrar a las empresas de distribución, hasta un 5% del total de demanda destinada a clientes regulados a precio promedio de las licitaciones. De esta forma la ley asegura que las ERNC no serán discriminadas en el mercado eléctrico, al imponer precios competitivos de esta [29].

Fijación de precios de nudo

El siguiente párrafo corresponde a la definición de las horas de punta, de acuerdo a la normativa chilena:

“Se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o a un día lunes festivo de dichos meses”

A continuación se define la demanda de facturación en horas punta:

“La demanda de facturación de punta será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura”

4.2.4 Energía 2050

Con este proyecto, se busca mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, cumpliendo con criterios de sostenibilidad e inclusión y fomentando la competitividad de la economía del país. Entre las metas más importantes se tienen las siguientes [30].

Para el año 2035:

La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, no supera las 4 horas/año en cualquier localidad del país.

Al menos 100% de viviendas de familias vulnerables con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos.

Al menos el 60% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.

Al 2030, el país reduce al menos un 30% la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero, respecto al año 2007.

Para el año 2050:

La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, no supera una hora/año en cualquier localidad del país.

Asegurar acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles a toda la población.

Al menos el 70% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.

El crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del producto interno bruto.

4.2.5 Acuerdo de París

Con la ratificación de Chile a la Convención Marco de la Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1994 y al Protocolo de Kioto en 2002, el país se compromete ante la comunidad internacional a hacer frente a este desafío.

El año 2015, en París, un grupo de 193 países acordaron como meta no superar la barrera de los 2°C por sobre los niveles preindustriales [31]. Esto, ya que evidencia científica indica que superar esa barrera conduce a consecuencias irreversibles y peligrosas. En ese contexto, el Acuerdo de París es un instrumento de implementación de dicha convención. Así, el Acuerdo funciona como una promesa que busca reducir emisiones de gases de efecto invernadero.

Chile, por su parte, ha propuesto los siguientes objetivos a nivel país [31]:

Reducir las emisiones de CO₂ en un 30% al 2030.

Fomentar las ERNC.

Impulsar una Ley de Eficiencia Energética.

Reforestación de 100.000 hectáreas de bosque, principalmente nativo.

Desarrollar 14 planes de descontaminación al 2018.

Impuestos verdes a emisiones de industrias y automóviles.

4.2.6 Ley 20.936/2016

La denominada Ley de Transmisión, publicada el 20 de julio de 2016 en el diario, establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, introduciendo así diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, entre ellas, la definición de los sistemas de almacenamiento.

Artículo 225°

Se definen los Sistemas de almacenamiento de energía como: *“equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según determine el reglamento”* [32].

Artículo 72 (Coordinador Electrico Nacional)

Designa la calidad de coordinado a estos sistemas, definiendo que a quien opere cualquier titulo Sistemas de Almacenamiento de energia y que se interconecte al sistema, estara obligado a sujetarse a la coordinacion del sistema que efectue el Coordinador Independiente del Sistema Electrico Nacional de acuerdo a la normativa vigente [33].

4.2.7 Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Electrico Nacional**Definición de Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento**

Corresponde a una central de generación eléctrica de energía renovable compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenada con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.

Artículo 108 – Modos de operación para la central renovable con almacenamiento

Se distinguen tres modos de operación para la central. El Modo Carga, en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. Se entenderá que la energía almacenada proviene exclusivamente de lo producido por la componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá instruir retiro desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio.

Artículo 109 – Simultaneidad de los modos de operación

Los modos de operación para la Central Renovable con Capacidad de almacenamiento podrán ocurrir simultáneamente cuando la tecnología que disponga la central y la capacidad de conexión al sistema eléctrico lo permitan. La simultaneidad de los Modos de Descarga y Generación Directa, deberá ser considerada en la determinación de la potencia a utilizar en la programación de la Operación.

Artículo 110 – Programación de la Operación de las Centrales Renovables

El Coordinador deberá incorporar en la Programación de la Operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando por algunas de las siguientes metodologías:

- a) Considerar la central en la lista de prioridad de colocación con un costo igual a su costo variable declarado.
- b) Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema, mediante un Programación de Generación Eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar un valor a la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al costo variable declarado, y será el valor con que se incorpore la central en la lista de prioridad de colocación [34].

4.2.8 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

La presente norma técnica establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos, en redes de servicio de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en ejecución de las leyes, decretos, etc [35].

La presente NT considera:

- a) La terminología y marco coordinador de carácter técnico para su aplicación.
- b) Procedimientos de conexión y entrada en operación de un PMGD.
- c) Exigencias técnicas para la conexión en operación de un PMGD.
- d) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.
- e) Metodología de cálculo del factor de Referenciarían.

Los estudios que se realizaran sobre la red de distribución y que aparecen en esta norma serán vistos con más profundidad en la unidad de Conexión a la Red.

4.3 Conclusiones del Capítulo.

En este capítulo se resumieron las normas, consensos y leyes que más influyen para este trabajo, además de los organismos encargados de crear los documentos y también fiscalizarlas. Además de las leyes que promueven el uso de las ERNC se hace una vista por las Normas que tienen que ver con la generación distribuida, la participación de los PMGD y el almacenamiento.

Nuestro país ha impulsado el desarrollo de estas tecnologías y su inclusión emitiendo varias leyes que la promueven y fiscalizan el procedimiento, en particular para que su ingreso a las redes de distribución no sea invasiva. Todo esto debido a que la instalación de los PMGD con sistemas de almacenamiento significa una gran oportunidad de negocios y el interés por invertir en estas ha sido muy grande.

Se espera que en los próximos años sigan apareciendo nuevas modificaciones en especial para los sistemas de almacenamiento los cuales van en aumento, ya que disponer de documentos

legales respalda y obliga el buen funcionamiento de la matriz energética en todas sus dimensiones.

5 Red de Estudio

La Red de distribución juega un papel importante en el estudio de una instalación fotovoltaica por el hecho de que el funcionamiento de esta última está determinada en gran parte por la ubicación geográfica que tenga la red. La complejidad, configuración, cargas y consumos de la red en general determinaran la participación y exigencias de la planta y cuál es su aporte o factibilidad. En esta unidad se centrara en los aspectos más importantes de la red en la que se trabajara para cimentar el camino a las simulaciones. Cabe destacar que para el estudio se trabajara sobre una red de distribución de características rurales, la cual tiene diferencias con las redes normales, estas se detallaran más adelante en este capítulo.

5.1 Características de la Red de Distribución

La red de distribución se compone de varios elementos que cumplen funciones específicas para que el sistema se comporte de buena manera, en esta sección se detallaran estos con sus respectivas especificaciones. Esto ayudara a tener un mejor entendimiento del funcionamiento de la red y su comportamiento al momento de instalar el sistema. En la tabla 5-1 se muestran las características generales de la red y en las tablas 5-2 y 5-3 se encuentran las especificaciones técnicas de los bancos condensadores y reguladores de tensión respectivamente.

Tabla 5-1 Características técnicas de la red

Nivel de tensión (KV)	Longitud total de la red (km)			Potencia instalada (kVA)	
	Red 3F (km)	Red 2F (km)	Red 1F (km)		
13,2	77	72	4	1	17,818

En la figura 5-1 se puede observar la ubicación de los bancos condensadores y reguladores de tensión los cuales están distribuidos de manera tal que se puedan cumplir las especificaciones de la normativa vigente de calidad y servicios. Se puede deducir que por la estructura de la red, se necesita un regulador de tensión (RT_01) en la cabecera para elevar el voltaje de la red en general, RT_02 está ubicado en el troncal cumple la función de regularizar los ramales y RT_03 está ubicado ahí en ayuda del sector de la cola ya que este está muy alejado de la subestación principal.

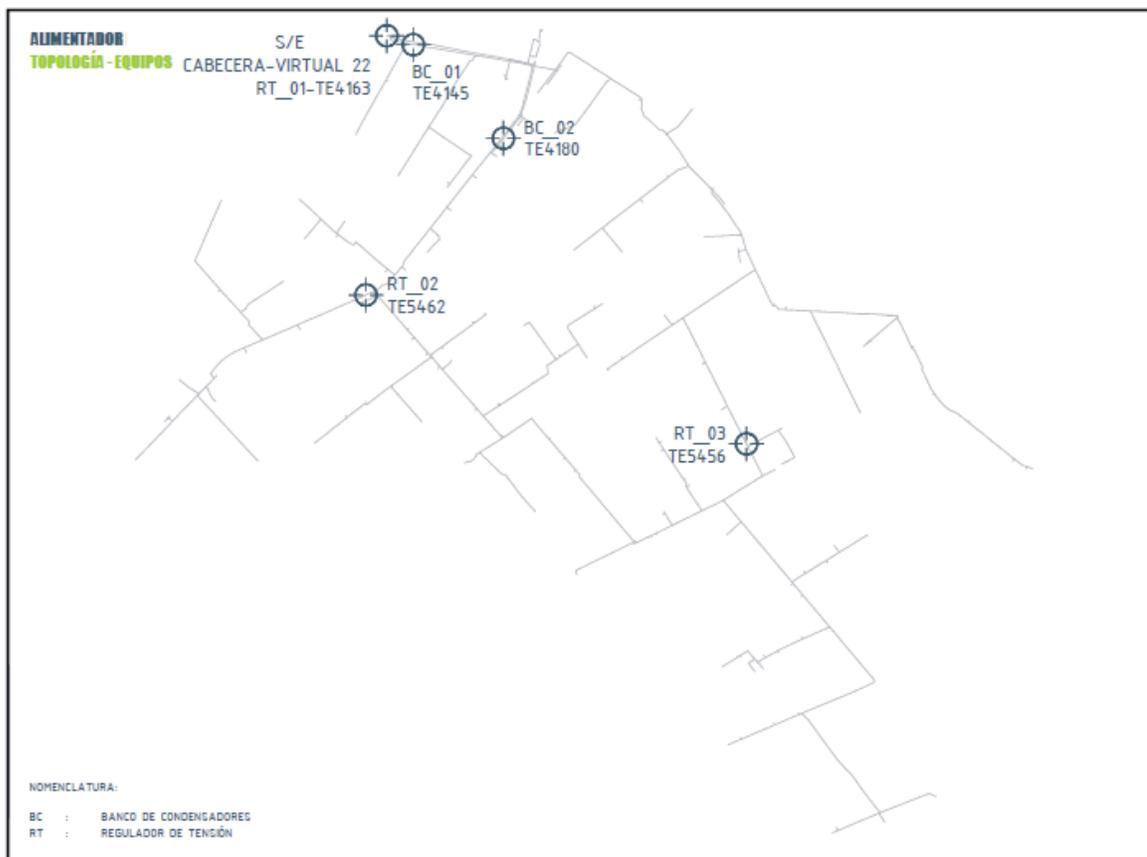


Figura 5-1 Topología Equipos del Alimentador (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 5-2 Especificaciones Banco Condensadores

ID	Q(KVAr)	EST.	Tipo	Estado
BC_01	900	TE4145	Contr.	Conectado
BC_02	300	TE4180	Fijo	Desc.

En la figura 5-2 se presenta la red de distribución según el número de fases que posee cada línea, las cuales son monofásica, bifásica y trifásica. Siendo las trifásicas las que predominan la red, ya que a pesar de ser una red con muchos ramales de pequeño consumo estas son muy extensas. Las líneas bifásicas y monofásicas pertenecen a consumidores particulares que residen en lugares apartados. La distribución está referenciada según la escala de colores que está ubicada en la esquina inferior izquierda de la figura 5-2.

Tabla 5-3 Especificaciones Reguladores de Tensión

ID	$I_N(A)$	$V_1(KV)$	$V_2(KV)$	Z%
RT_01	400	13,2	13,2	0,25
RT_02	300	13,2	13,2	0,35
RT_03	100	13,2	13,2	0,45



Figura 5-2 Topología Fases del Alimentador (Fuente: Elaboración propia)

La red está compuesta por diferentes tipos de conductores que deben su naturaleza y tipo a la cantidad de corriente que deben transportar y al nivel de concentración de carga que exista en esa zona, los distintos conductores son cobre desnudo, aluminio desnudo, aluminio protegido y aluminio compacto y están descritos en la barra de colores que se encuentra en la esquina inferior izquierda de la figura 5-3.



Figura 5-3 Topología Conductores del Alimentador (Fuente: Elaboración propia)

5.2 Red Rural

Al ser una red de distribución con localización rural tiene diferentes consideraciones con respecto a la norma y al funcionamiento en comparación a una empresa que tenga a sus clientes en zona urbana.

Las grandes diferencias que se encuentran son:

Gran distancia entre postes: El problema de esto es que entre estos postes existe mucha vegetación (árboles de gran altura, matorrales de gran magnitud), además algunas veces pertenecen a un privado, por lo que en caso de una falla son de muy difícil acceso.

Líneas monofásicas en los extremos: estas líneas se encuentran muy desgastadas debido al paso del tiempo, ya que antes la empresa funcionaba como cooperativas y a cualquiera que deseara tener conexión eléctrica se les proporcionaban con estas.

Cargas dispares en ramales: Debido a la gran distancia entre postes, la concentración de clientes es escasa puesto que a veces hay clientes grandes antes de los pequeños o viceversa. Esto produce

problemas con la distribución de carga. En algunos casos con el nivel de tensión y la mayoría de veces sobrecargas en líneas.

Reguladores de tensión: En estas redes se utilizan muchos los reguladores de tensión, por las características explicadas anteriormente. Estos cumplen la función de mantener en norma al sistema en lo que respecta a los niveles de tensión.

Corrientes desbalanceadas: Este efecto es muy recurrente en varias partes de la red, es determinado por la cantidad de ramales monofásicos que existan en el alimentador, normalmente la gran mayoría se encuentra conectado a la fase A, produciendo el efecto.

Norma técnica: Debido a su condición de rural, algunas condiciones de la norma son más flexibles que en el caso rural. En especial en la norma de calidad y servicio recientemente publicada, donde se especifica que para niveles de tensión se acepta un $\pm 8\%$ 2% mas.

Distintos periodos de consumo: Como es una zona que vive principalmente de la agricultura, y los mayores consumos se los llevan los grandes clientes, es un hecho que las mayores demandas se verán en la época de verano. Durante el día en el verano se consumirá más en la mañana por los regadores, maquinas, etc.

Estas diferencias son casi en su mayoría problemas, esto nos da un indicio de que es mucho más complicado manejar una red rural y es por eso que tienen un distinto trato frente a la norma. Debido a estas condiciones es que ocurren muchas fallas en el sistema y varios incumplimientos de normas.

5.2.1 Demanda de la red de distribución

A continuación se presentan los datos de demanda de la red, donde se especifican todos ellos durante el periodo de un año.

Es una red no menor con una demanda importante, principalmente a que tiene muchos clientes repartidos en varias partes de sus ramales. Muchos de estos clientes son importantes porque son comunidades enteras o grandes empresas de proceso de frutas o regadíos.

Se presentan datos del alimentador entre julio de 2017 a junio de 2018, entre los datos mas destacables están el voltaje (p.u), corriente, factor de potencia y potencia (activa, reactiva y aparente). De la tabla 5-4 se puede afirmar que existe un buen factor de potencia en la red a lo largo del año, también que el mes con menos demanda es agosto con 2,454 kW y el de mayor es febrero con 5,036 kW.

Tabla 5-4 Datos técnicos de demanda, a nivel anual de la red

Mes	V p.u.	I (A)	fp	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)	Delta P (kW)	Delta P %
Julio	1,065	111,72	0,992	2,697	343	2.718	68,05	2,52
Agosto	1,07	101,56	0,988	2,454	383	2.484	59,31	2,42
Septiembre	1,067	107,42	0,978	2,561	546	2.619	66,87	2,61
Octubre	1,077	93,75	0,98	2,561	459	2.307	54,07	2,39
Noviembre	1,055	157,03	0,95	3,596	1.182	3.785	131,37	3,65
Diciembre	1,047	180,08	0,945	4,071	1.409	4.308	167,24	4,11
Enero	1,05	165,63	0,953	3,787	1.204	3.973	142,89	3,77
Febrero	1,035	226,56	0,94	5,036	1.828	5.358	247,61	4,92
Marzo	1,043	223,05	0,943	5.012	1.769	5.315	243,61	4,92
Abril	1,046	180,86	0,955	4.128	1.282	4.322	165,39	4,01
Mayo	1,054	156,25	0,953	3.586	1.140	3.763	129,8	3,62
Junio	1,07	135,55	0,903	2.992	1.424	3.313	108,86	3,64

5.3 Condiciones e información del Sector.

El sector donde se encuentra la red pertenece a Curico, el cual posee un clima caracterizado por ser templado de tipo mediterráneo. La temperatura media es de 19°C y con extremas de 30°C durante el verano, en cambio en invierno las temperaturas mínimas medias son de 7°C. La temperatura anual promedio es de 13.8°C, as precipitaciones promedian 1087 mm.

En cuanto a la vegetación, esta zona es rica en bosques nativos y poco explorados como se explicaba anteriormente, esto produce un problema al momento de las falla ya que los lugares donde están instalados los postes son de muy difícil acceso [36].

El sector a evaluar corresponde a un conjunto de predios sin uso. Dado el carácter rural de la zona, las sombras y las horas de radiación solar efectivas se ven determinadas por el horizonte del terreno, por cerros y montañas distantes, a diferencia de los inconvenientes que puede llegar a presentar una instalación urbana con edificios altos, que podrían llegar a bajar la generación energética anual (horizonte) o imposibilitar la instalación de paneles por riesgo de llegar a quemarse debido a sombra directa.

En esta zona existen muchas plantaciones y terrenos baldíos en los que es factible realizar una instalación de grandes magnitudes como la fotovoltaica. La irradiación obtenida para estas coordenadas se presenta en la figura 5-4 y tabla 5-5.

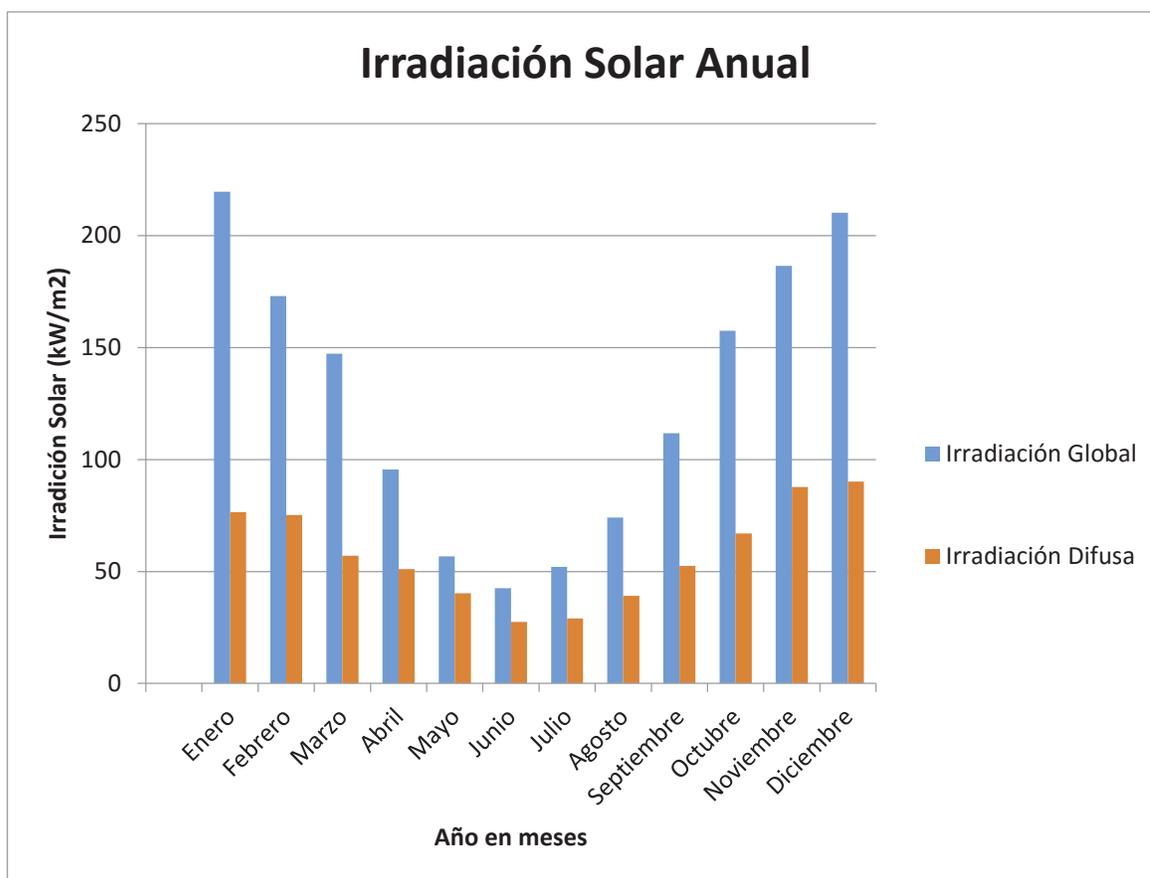


Figura 5-4 Irradiación Sector de Curico (Fuente: Elaboración propia.)

Tabla 5-5 Irradiación anual

Mes	Irradiación Global ($\frac{KWh}{m^2}$)	Irradiación Difusa ($\frac{KWh}{m^2}$)
Enero	219,6	76,49
Febrero	173	75,16
Marzo	147,2	57,07
Abril	95,6	51,1
Mayo	56,8	40,22
Junio	42,6	27,45
Julio	52,1	29,04
Agosto	74,1	39,16
Septiembre	111,8	52,53
Octubre	157,5	67,03
Noviembre	186,5	87,7
Diciembre	210,2	90,16
Año	1527	693,11

5.4 Bases para el análisis.

Según lo estudiado a lo largo del capítulo, se debe realizar un análisis con respecto a la penetración que tendrá el sistema fotovoltaico a la red y también en que momento actuara el sistema BESS.

5.4.1 Horario de Generación

Dependiendo de la zona en que se instale el sistema, existirá un horario de irradiación particular, para este caso está situado en la VII Región del Maule en la Ciudad de Curicó. La información de la irradiación horaria se obtuvo de la plataforma del gobierno “Explorador Solar”, los datos de la curva solar se presentan en el siguiente gráfico, donde el eje “y” pertenece a la radiación medida en W/m^2 y el eje “x” son las horas del día.

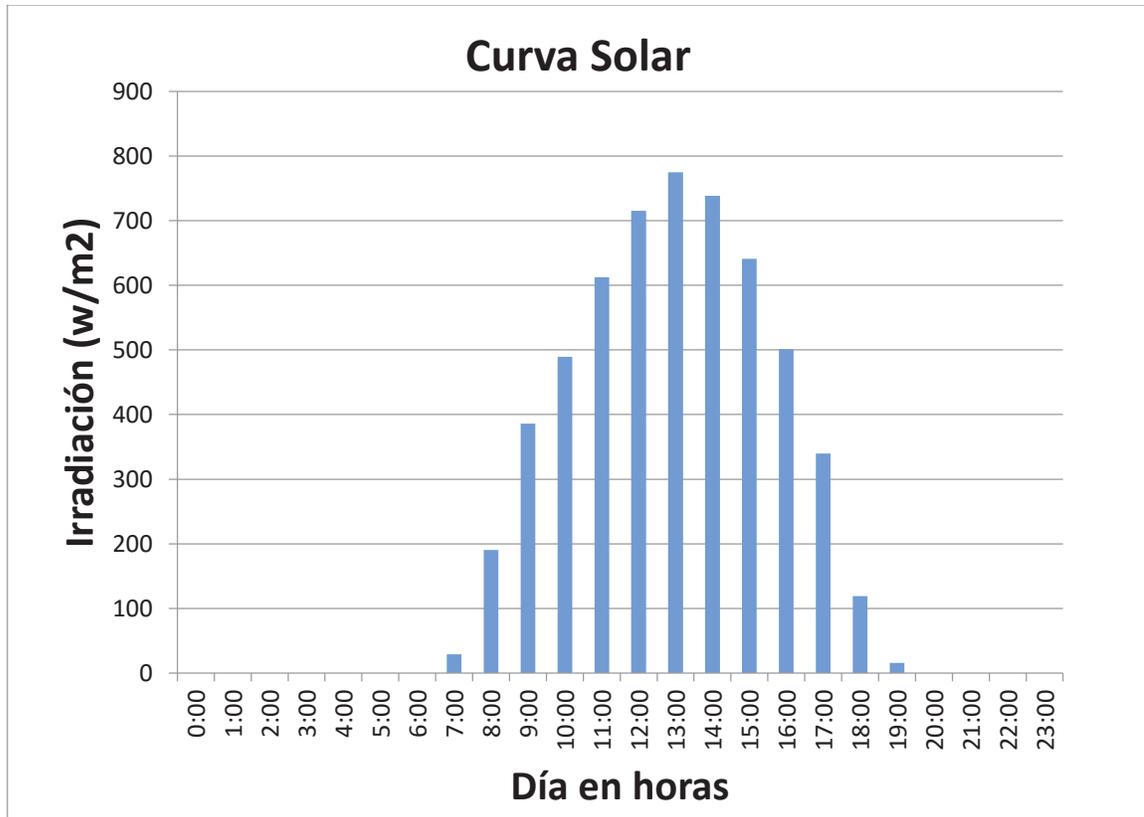


Figura 5-5 Curva solar de la Comuna de Curicó horaria (Fuente: www.minenergia.cl)

Tomando en cuenta estos datos se puede realizar un estudio, el cual determine cuantas horas se necesita que el BESS esté en funcionamiento y la demanda necesaria que exige el sistema. Para esto es necesario dejar en claro cuáles será los niveles de producción del PMGD a lo largo del día tomando la generación acorde a la gráfica de la figura 5-5.

5.4.2 Elección de potencias nominales

En el estudio hecho a la red se mostraron las características principales de esta, en especial en la tabla 5-4, la cual contenía las especificaciones técnicas de la demanda anual de la red, siendo el mes de agosto el de menor demanda con 2454 kW como máximo en ciertas horas del día (Horas punta principalmente), la demanda mínima para ese mes es 519kW, para las primeras horas del día. La demanda máxima ocurre en Febrero con 5046 kW en horas puntas.

Como será explicado más adelante, el uso del PMGD servirá para entregar energía a la red como también para cargar el sistema BESS, es por eso que tomando en consideración las demandas máximas y mínimas ya expuestas y las posibles ubicaciones del sistema (que se estudiarán en la sección 7.4), se toma como potencia nominal del PMGD 3MW, esta capacidad máxima es no será directamente entregada en a la red. Por lo que se asume que en sus momentos de máxima producción, el PMGD solo suministrara 1 MW lo que correspondería a un 20% de la demanda total en hora punta, los 2MW restantes serán almacenados para utilizarlos en horarios donde el

PMGD no produzca energía. Si lo vemos desde el punto de vista de la energía media generada esta alcanzaría los 0,5 MWh, lo que corresponde a un 10% de la demanda diaria del sistema.

Este dimensionamiento se hizo acorde a las pretensiones de la ley energía 2050 y aunque un 20% y un 10% (en el caso de la demanda media) de penetración no es el ideal esperado, esta puede ser ayudada por nuevos proyectos que se vayan integrando en generación, transmisión y/o en la misma red de distribución, hasta llegar a redes más dinámicas y con mucha más participación de ERNC.

Para el sistema BESS ocurre algo muy parecido ya que, lo que se utilice será proporcional a la producción del PMGD (con tal de ver las dos instalaciones como un solo sistema) y por lo tanto a la demanda (esto tomando en consideración la demanda anual por mes). Y sabiendo que es en especial para suministrar en las horas de demanda punta, por ello se escoge una potencia 0,5 MW que vendría siendo un 10% de la red, lo cual es suficiente para determinar la efectividad de estos sistemas.

5.5 Conclusiones del Capítulo.

La zona en la que esta supuesto el estudio, presenta una irradiación bastante buena en comparación a la realidad del país, superando incluso a regiones que se encuentran más al norte que la VII, debido a que los cielos en esta región son más limpios

La red expuesta presenta aproximadamente 80 kilómetros de largo, una red bastante extensa debido a su naturaleza rural. En su extensión posee varios componentes entre los que más destacan los reguladores de tensión, los cuales son particulares de este tipo de red ya que las cargas se encuentran distribuidas de manera desordenada (se refiere a que se encuentran pequeñas y grandes cargas en los ramales en distancias distintas a la subestación principal). Además se enumeró una gran cantidad de diferencias que existen entre una red rural y una urbana, las cuales hacen un cambio en la forma de ver las redes y de cómo tratarles, incluso en cuanto a la normativa se refiere

Las demandas máximas se aprecian en el periodo de verano, lo que coincide con los periodos de mayor irradiación y por lo tanto de mayor producción para la planta fotovoltaica, lo que es bastante conveniente viendo el curso que tomara este estudio.

Además se definieron los valores de potencia del PMGD, los cuales corresponden a un estudio que va enfocado a la integración del sistema BESS. Se tomaron en consideración presuntas posiciones del sistema las cuales serán explicadas en el capítulo 7, a pesar de que la potencia nominal generada por el sistema fotovoltaico es superior al 50% de la demanda máxima del alimentador, se utilizara el supuesto que la energía generada no ira directamente a alimentar las cargas del sistema, si no que parte de ella será destinada a alimentar el sistema BESS para ayudar a la red en momentos que sea necesario, aun así se proyectó para que la penetración de las ERNC sea de un 20% como mínimo para encaminar la red a las exigencias que la red tendrá en un futuro.

6 Simulación Planta Fotovoltaica

En este capítulo se pondrán en práctica los tópicos estudiados sobre la planta fotovoltaica, detallándose como es el funcionamiento de una planta, procesos y materiales necesarios para llevar a cabo su construcción. Luego en la segunda parte de esta unidad analizara su comportamiento por medio de simulaciones para comprobar los supuestos. El análisis económico de esta inversión se realizara en la última unidad. Cabe resaltar que la premisa es que la planta es de 3MW.

6.1 Especificaciones técnicas de componentes de generador fotovoltaico.

Para el análisis propuesto en la red de distribución se desea configurar un modelo detallado de un generador fotovoltaico. Para esto se recurre a la herramienta computacional PVSIST en la cual se diseñara el modelo pretendido. A continuación se presenta un resumen y dimensionamiento de cada parte de la planta a modo de realizar un análisis económico de esta. Como gran parte de estos tópicos ya fueron explicados en el marco teórico acá solo se mostrara el dimensionamiento de estos y una breve explicación de cómo se comporta internamente la planta.

6.1.1 Elección del módulo fotovoltaico

En base a la tecnología y el precio, el mercado ofrece una gran variedad de posibilidades dependiendo de la célula solar de la cual están compuestos entre otros factores. Para el caso se utilizaran los de silicio mono-poli cristalino, debido a que su rendimiento alcanza el 20% [37].

La elección se realizara teniendo en cuenta los siguientes factores:

Potencia nominal: Él objetivo es utilizar un módulo con una potencia nominal alta, para disminuir el número de elementos a usar como soportes, conexiones eléctricas, seguidores solares, etc.

Tolerancia de la potencia: Indica el rango sobre la potencia nominal que el fabricante es capaz de asegurar. Es un dato de mucha importancia a la hora de comprar energía proveniente de módulos fotovoltaicos.

Tensión nominal: lo ideal es que tenga una magnitud alta, así las tensiones serán pequeñas y se reducirán pérdidas.

Eficiencia: Es el porcentaje de energía de la luz que incide en el panel y se convierte en energía eléctrica.

Rendimiento: Es la potencia que es capaz de entregar 1 m^2 de superficie de captación, cuando recibe una irradiación de 1000 W/m^2 , distribución espectral AM 1,5 y temperatura de la célula 25°C . Estas son llamadas condiciones estándar de ensayo o STC (Standar Test Conditions).

T_{nc}: Temperatura.

Índice de protección: El índice de protección indica el grado protección del módulo respecto a agentes externos como el polvo y la humedad.

Coefficiente de temperatura: Muestra como varía el rendimiento con respecto a la temperatura a la que opere el panel.

6.1.2 Elección de estructura de soporte de placas

La estructura de soporte de placa es la que sostiene al módulo y le permite obtener la inclinación y movilidad. A continuación se muestran los tipos de estructura.

- a) **Estructura fija:** No puede variar su posición para tener mejor irradiación, pero es de menor costo debido a esta condición. Se debe hacer un estudio de irradiación de la zona para saber cuál es la posición más provechosa.
- b) **Seguidores solares:** El seguidor solar aumenta la producción de los paneles por medio de sistemas electrónicos que siguen la trayectoria de los rayos de luz. Entre los cuales están:
- c) **Seguidores de dos ejes:** Permiten libertad total de movimiento, logrando que el ángulo de incidencia sea mínimo captando así el máximo de irradiación. La superficie gira sobre un eje vertical siguiendo el sol y sobre un eje horizontal buscando el ángulo óptimo de incidencia.
- d) **Seguidor eje vertical:** Es una de las configuraciones más usadas. Los receptores se montan con una inclinación fija, con dos límites de azimut.
- e) **Seguidor de dos ejes norte-sur:** La superficie gira mediante dos ejes orientados en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. En este caso el ángulo de azimut de la superficie cambiará entre 0° cuando el ángulo acimutal del Sol pase por 90° .

Como la instalación se realizara en la VII Región del Maule. Tendrán una disposición particular a los siguientes dos conceptos [37].

- a) **Azimut:** es el ángulo que forma un cuerpo celeste y el Norte, medido en sentido horario alrededor del horizonte del observador.
- b) **Elevación:** Es la distancia angular vertical que hay entre un cuerpo celeste y el horizonte local del observador, en otras palabras es el ángulo que forma la dirección de su centro geométrico y el horizonte local del observador.

Los valores de “Azimut” e “Inclinación” vienen definidos por la orientación en que se pongan los paneles fotovoltaicos, para este caso tomaremos los valores de referenciales que aparecen en la imagen [38] [39].

Se determina la inclinación Norte (para países de hemisferio Sur) de los paneles para lograr la mayor radiación anual captada.

6.1.3 Transformación

El inversor es el equipo encargado de transformar la energía que se recibe del generador fotovoltaico en corriente continua y transformarla a alterna. Lo más importante en un inversor es su eficiencia y la potencia máxima que puede suministrar.

En el mercado existen inversores que alcanzan gran rendimiento, con lo que se puede aprovechar de excelente manera la energía. Para la elección del inversor se deben tomar en cuenta una gran cantidad de parámetros, además de los ya nombrados tenemos, la vida útil, fiabilidad, el autoconsumo. La potencia nominal del inversor será la misma que de la instalación.

Como esta instalación es considerada de una magnitud estimablemente grande, algunas opciones para el estudio serán con más de un inversor para este, para repartir de mejor manera la malla del controlador de máxima potencia. Aunque se acarrearán algunos problemas como:

- a) Aumento el costo de la instalación.
- b) Menor rendimiento que si solo se ocupara un único inversor.
- c) Existirán más pérdidas debido a que el voltaje se repartirá y no será tan alto y la adición de más conductores aumentaran las pérdidas por corriente.
- d) Se necesitarán más implementaciones de monitorización complicándose más el control.

El inversor estará programado para proporcionar los 13,2Kv que requiere la red de distribución según esta normado. Según la normativa nacional la empresa distribuidora está obligada a supervisar y preocuparse que esta conexión funcione de buena manera, además el cliente que está instalando el PMGD puede pedir asesoría a la empresa [37].

6.1.4 Otros

- a) **Puesta a tierra:** Tiene como objetivo proteger a las personas en caso de que algún defecto provoque tensiones donde no debiesen presentarse. El proceso consiste en que todas las masas metálicas se conecten a la tierra, normalmente se realiza con un cable de cobre desnudo, consecuente a la normativa vigente en estos casos.
- b) **Cableado:** La conexión entre los módulos será realizada con terminales de multicontacto que facilitan la instalación y también aseguran la durabilidad de las conexiones. Para el caso CA debe ser un conductor flexible con aislamiento, este será el que ira desde la salida del inversor hasta la conexión a la red.
- c) **Equipos de medida:** Su instalación será supervisada por la empresa distribuidora, la idea es que se puedan tener los datos en tiempo real de la producción que se inyecta a la red. Estos datos servirán para análisis posteriores. Además cabe recalcar que tendrán que estar adecuados a la norma correspondiente [35].

6.2 Simulador.

La plataforma escogida es PVSyst, es un simulador utilizado mundialmente y con varios años de experiencia, la versión usada es la 6.7. La misma plataforma se encarga de proporcionar los datos de irradiación de la comunidad correspondiente, los cuales se pueden exportar desde una página web compatible con el programa o desde este mismo ubicando el sector desde el mismo mapa. Luego de este proceso se deben realizar algunas configuraciones que se dividen en obligatorias y opcionales. Las más importantes se detallan a continuación.

- a) **Orientación:** Está determinada por el Azimut y la inclinación, fue explicada anteriormente.
- b) **Sistema:** Son los parámetros más importantes a definir a la hora de simular, ya que aquí se escogen cuáles serán los módulos, inversores y el optimizador. El simulador posee una gran librería con muchos modelos almacenados a disposición de distintas marcas y años de circulación. Además se encuentra la opción de modificar manualmente estos parámetros para acomodarlo más a la necesidad. La ventana se presenta a continuación.

Además esta sección proporciona información al instante de la superficie que utilizara la instalación, la potencia nominal, módulos en serie, paralelo y otras como perdidas por sobrecarga.

- c) **Perdidas detalladas:** Son las pérdidas que se tienen dependiendo principalmente de los componentes físicos del sistema, vienen definidos por defecto según sea la elección de módulos e inversores. Estos parámetros pueden modificarse si es que se desea.
- d) **Perfil de obstáculos:** Determina cómo se comporta el azimut y la altura del sol dependiendo de la hora. Se puede realizar una configuración aparte para el difuso considerando el albedo.
- e) **Sombras Cercanas:** Configura el sombreado que debiesen tener los paneles según su cercanía entre ellos y por otros factores.

6.3 Simulaciones comparativas.

Para los módulos fotovoltaicos se escogerán los modelos provisionados por el simulador, pero que además sean de fácil acceso para el mercado chileno, es decir, que se preferirán productos que tengan sucursales en nuestro país.

El caso de los inversores es parecido al de los módulos solo que acá se toma como referencia por la cantidad de estos. Los análisis se realizarán por medio del simulador para ver cuál es la opción más conveniente. No todas las combinaciones de módulos e inversores son compatibles, debido a que en algunos casos los inversores quedan subdimensionados o sobredimensionados además del caso en que los voltajes de umbrales se sobrepasan.

Tomando en cuenta lo anteriormente dicho, que la potencia requerida es de 3MW (explicado en 5.4.2 y 7.3) y que los paneles escogidos son de 355 Wp del modelo JKM355PP-72-J4 de la marca Jinko Solar, en la tabla 6-1 se muestran las especificaciones técnicas del panel. En la ecuación 6-1 se realiza el cálculo estimativo de paneles fotovoltaicos que se necesitarán.

$$\text{Numero máximo de paneles} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{3000 \text{ Kw}}{335 \text{ w}} = 8955 \text{ módulos} \quad (6-1)$$

La cantidad aproximada de módulos fotovoltaicos a utilizar es de 8955, aunque este puede variar dependiendo el tipo, eficiencia y la cantidad de inversores que se utilicen para la planta, los cuales son muy difícil de calcular manualmente debido a la gran cantidad de características que estos poseen. Esto debido a que en PVSyst a pesar de contar con una amplia gama de paneles e inversores, no posee la opción de calcular las mejores configuraciones a usar, sino que simplemente permite elegir los equipos disponibles limitando la conexión de paneles a estos según las limitaciones de tensión y corriente de los inversores.

Por lo tanto se dispuso de distintas opciones de inversores para esta parte del trabajo, la idea es aplicar el criterio del mismo panel para distintas cantidades de inversores, para obtener resultados en el simulador que permiten hacer una evaluación de cual opción es la más conveniente.

Tabla 6-1 Especificaciones del modulo

Marca	Jinko Solar
Modelo	JKM355PP-72-J4
Potencia Nominal	335 Wp
Corriente de punto de máxima potencia	8,82 A
Tensión punto de máxima potencia	38 V
Corriente Corto Circuito I_{SC}	9,18 A
Tensión de Circuito Abierto V_{OC}	47,2 V
Coefficiente de Temperatura de I_{SC} (α)	4,4 mA/°C
Coefficiente de Temperatura de V_{OC} (β)	-151 mV/°C
Máxima Tensión del Sistema	1000 V
Dimensiones (mm)	1956*992*40
Peso (Kg)	26,5

6.3.1 Opción 1

Esta opción considera 4 inversores de 630 [kW] de potencia nominal, modelo SC 630 CPXT marca SMA. En estos inversores se conectan 140 series o strings de 16 paneles conectadas en paralelo como se ve en la figura 6-1.

Se aprecian las configuraciones simplificadas de paneles, en color verde, y los inversores enumerados del 1 al 4, todos del mismo modelo. A la salida de los inversores se conecta un transformador externo de 380/23000 V y eventualmente un medidor para el registro de inyección de energía.

El factor de rendimiento anual pronosticada (en la salida del inversor) para esta configuración se muestra en la figura 6-2. La generación anual (en la salida del inversor) para la configuración se presenta en la figura 6-3, la cual es directamente proporcional a la irradiación solar que existe en cada mes. También se muestran las pérdidas del sistema en color verde (tales como el inversor, cables, etc.) y las pérdidas en el generador fotovoltaico, siendo estas últimas mucho más grandes con aproximadamente un 20% del total de la energía almacenada. En la tabla 6-2 se presenta un

cuadro con las pérdidas detalladas del sistema, además de la generación anual del sistema y otras datos de importancia.

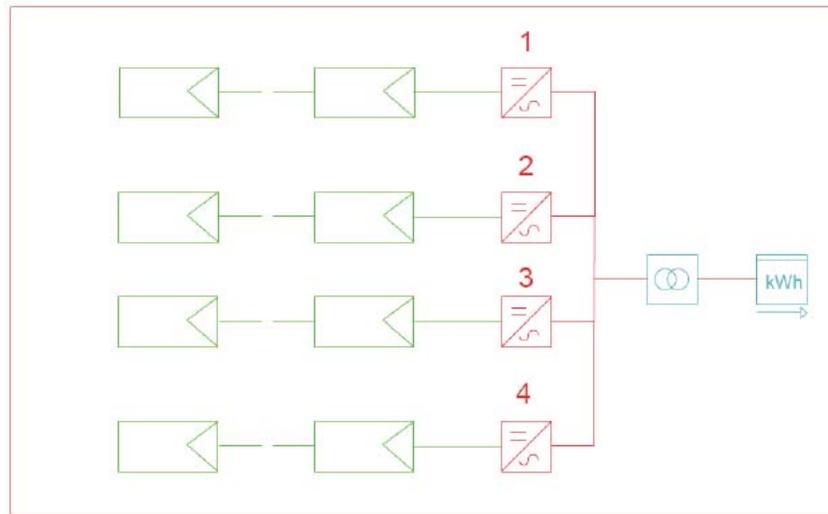


Figura 6-1 Esquema opción 1 (Fuente: Elaboración propia)

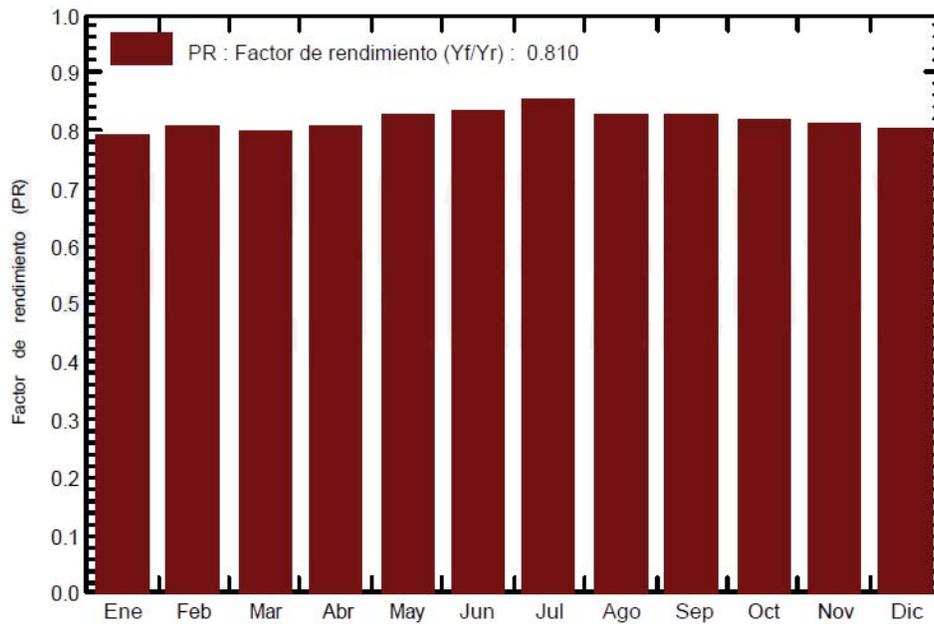


Figura 6-2 Rendimiento anual opción 1 (Fuente: Elaboración propia)

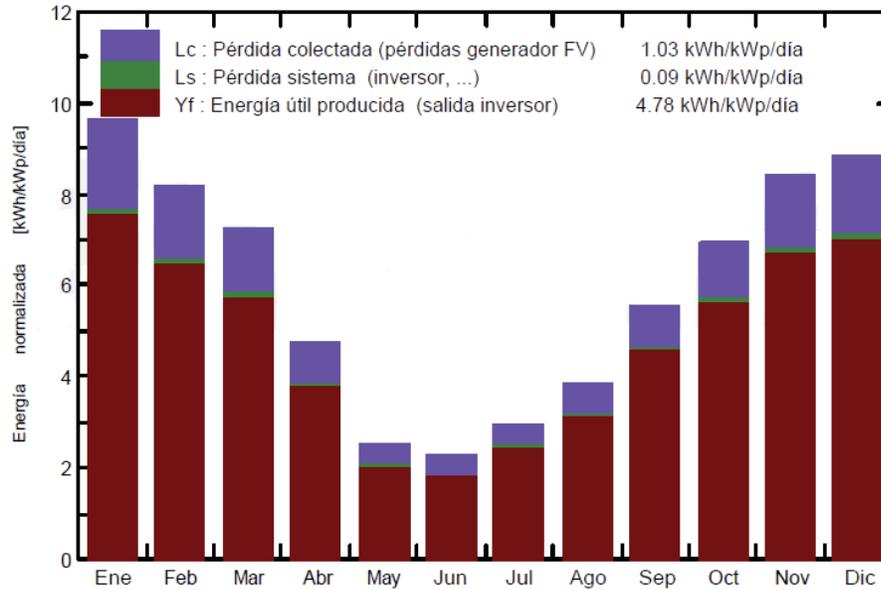


Figura 6-3 Generación anual opción 1 (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6-2 Resultados opción 1

Energía anual inyectada a la red	5240 MWh/año
Horas efectivas	1746 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	80,99 %
Energía promedio producida	0,5981 MWh
Energía Nominal del generador	5995 MWh/año
Pérdidas por sistema FV (irradiación, temperatura, calidad del módulo, cableado, etc.)	637 MWh/año
Pérdidas por el inversor	118 MWh/año

6.3.2 Opción 2

Esta opción considera 3 inversores de 990 [kW] de potencia nominal, modelo 3 x 330TS-SV Single MPPT marca Solarmax. En estos inversores se conectan 199 series o strings de 15 paneles conectadas en paralelo como se ve en la figura 6-4.

Se aprecian las configuraciones simplificadas de paneles, en color verde, y los inversores enumerados del 1 al 3, todos del mismo modelo. A la salida de los inversores se conecta un

transformador externo de 380/23000 V y eventualmente un medidor para el registro de inyección de energía. Las figuras 6-5, 6-6 y la tabla 6-3, muestran las mismas características que las expuestas para la opción 1.

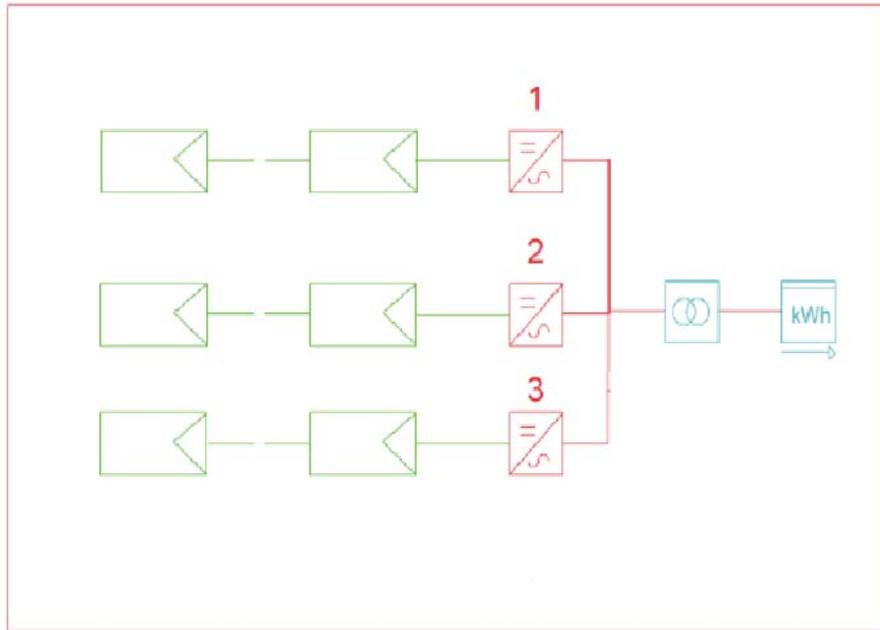


Figura 6-4 Esquema opción 2 (Fuente: Elaboración propia)

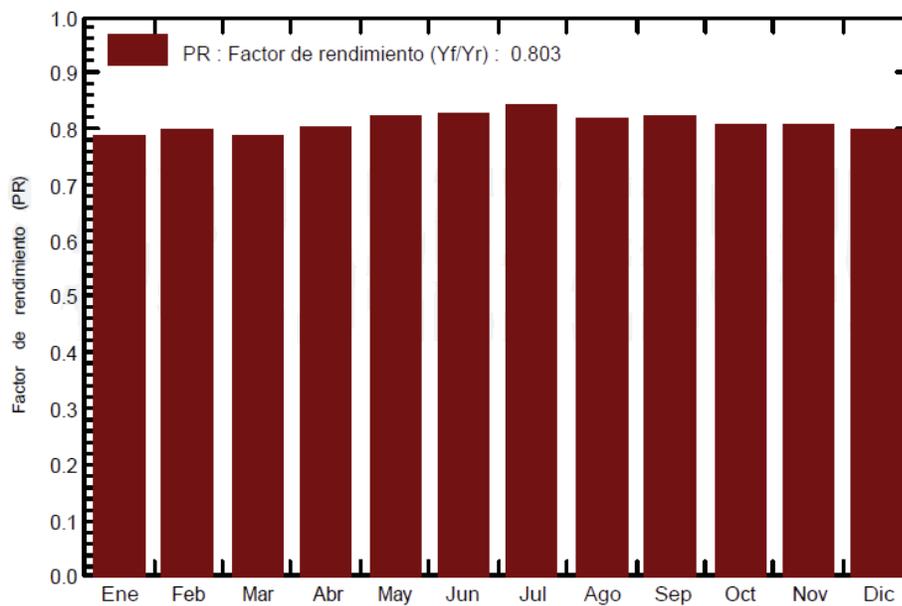


Figura 6-5 Rendimiento anual opción 2 (Fuente: Elaboración propia)

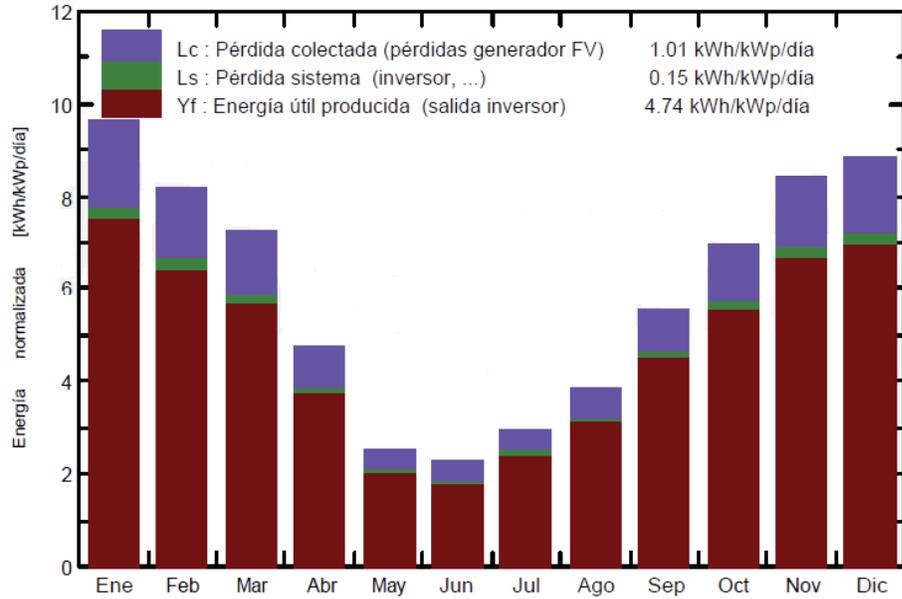


Figura 6-6 Generación anual opción 2 (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6-3 Resultados opción 2

Energía anual inyectada a la red	5189 MWh/año
Horas efectivas	1730 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	80,25 %
Energía promedio producida	0,5923 MWh
Energía Nominal del generador	5991 MWh/año
Pérdidas por sistema FV (irradiación, temperatura, calidad del módulo, cableado, etc.)	636 MWh/año
Pérdidas por el inversor	166 MWh/año

Al comparar los pronósticos de generación para cada mes se aprecian comportamientos similares a la opción 1 en lo que concierne a los niveles de generación, pero tiene una baja considerable en el rendimiento. Las pérdidas son mayores en especial en los inversores ya que manejan más potencia nominal.

6.3.3 Opción 3

Esta opción considera 2 inversores de 1500 [kW] de potencia nominal, modelo PI 1500 marca Nextronex. En estos inversores se conectan 254 series o strings de 18 paneles conectadas en paralelo como se ve en la figura 6-7.

Se aprecian las configuraciones simplificadas de paneles, en color verde, y los inversores enumerados del 1 al 2, todos del mismo modelo. A la salida de los inversores se conecta un transformador externo de 380/23000 V y eventualmente un medidor para el registro de inyección de energía. Las figuras y tablas detallan la misma información que para las opciones anteriores.

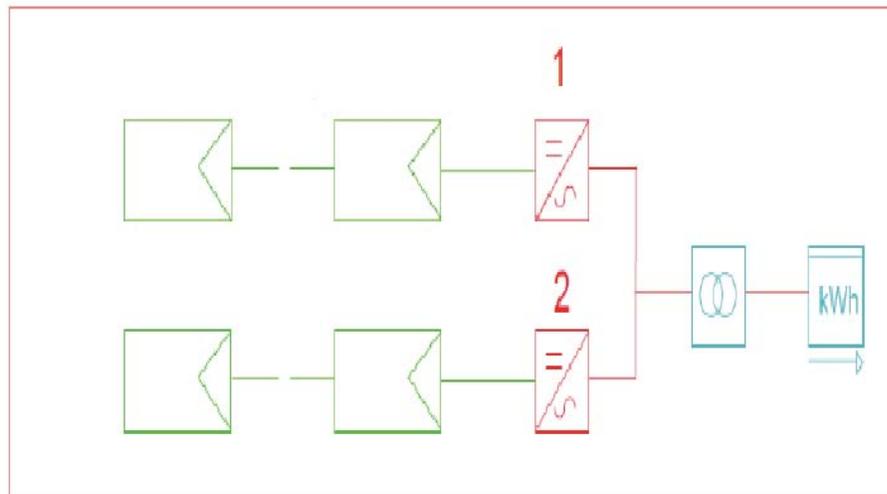


Figura 6-7 Esquema opción 3 (Fuente: Elaboración propia)

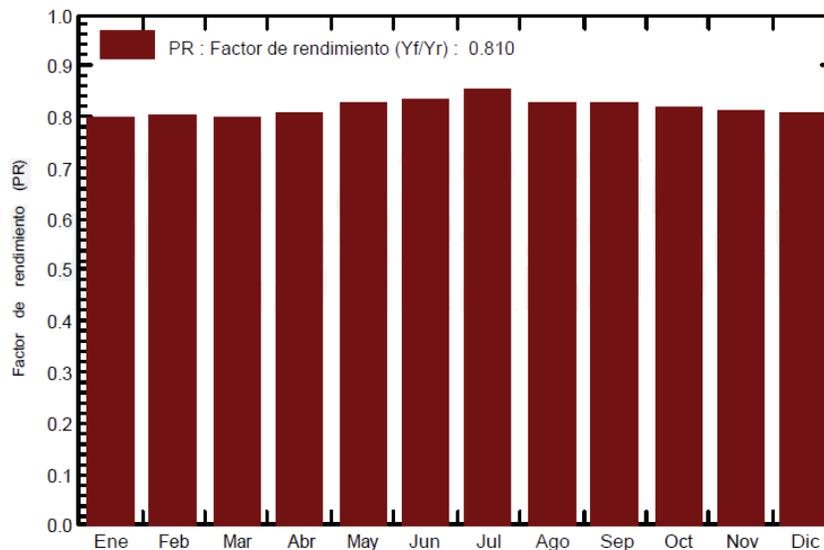


Figura 6-8 Rendimiento anual opción 3 (Fuente: Elaboración propia)

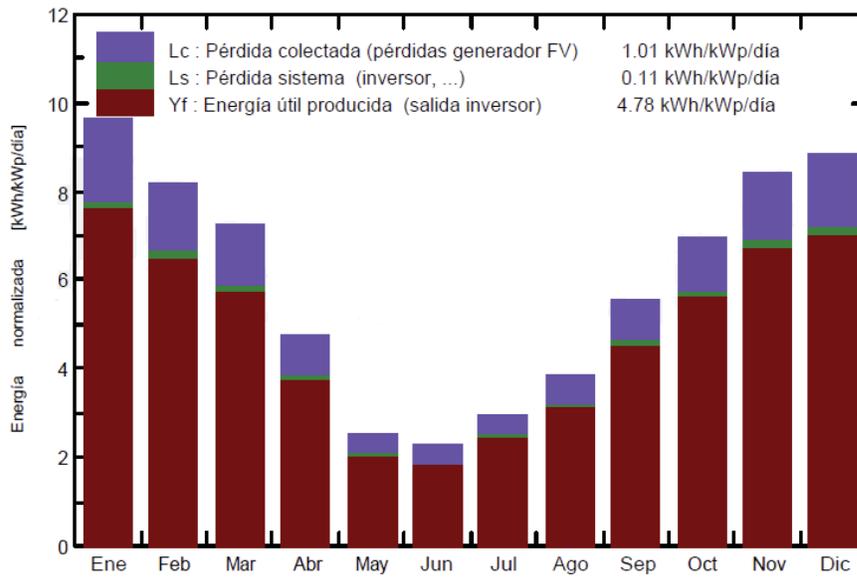


Figura 6-9 Generación anual opción 3 (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6-4 Resultados opción 3

Energía anual inyectada a la red	5243 MWh/año
Horas efectivas	1746 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	81,01 %
Energía promedio producida	0,5985 MWh
Energía Nominal del generador	5997 MWh/año
Pérdidas por sistema FV (irradiación, temperatura, calidad del módulo, cableado, etc.)	636 MWh/año
Pérdidas por el inversor	118 MWh/año

Al comparar los pronósticos de generación para cada mes se aprecian comportamientos similares a las opciones anteriores, en lo que concierne a los niveles de generación. Para este caso existen mejoras en el rendimiento y la energía utilizada. Además las pérdidas son menores.

6.3.4 Opción 4

La opción final considera un modelo de inversor de 2750 [kW] de potencia nominal, modelo MVPS 2750SC-EV SMA. Esta opción presenta una clara ventaja en simplicidad de conexión además de reducción de costos en transporte e instalación. Además de lo práctico que resulta la instalación de solo un inversor se tiene una ventaja tecnológica respecto a los modelos anteriores: permite la conexión de arreglos de paneles de hasta 1500V que, en comparación con modelos tradicionales de 1000V como los utilizados en las opciones anteriores, da una mayor holgura y seguridad al momento de considerar posibles configuraciones. El esquema representativo de la conexión se presenta en la figura 6-10.

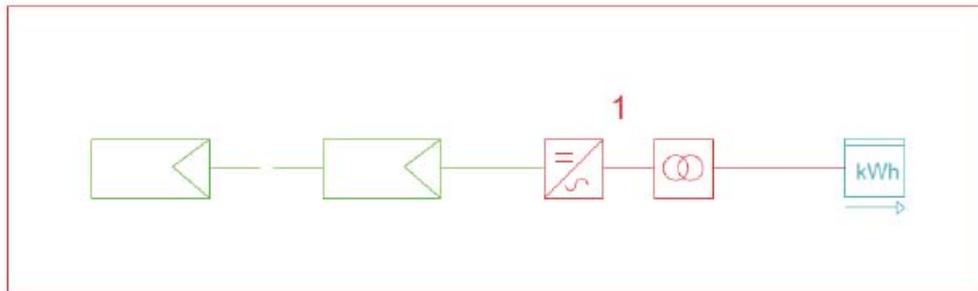


Figura 6-10 Esquema opción 4 (Fuente: Elaboración propia)

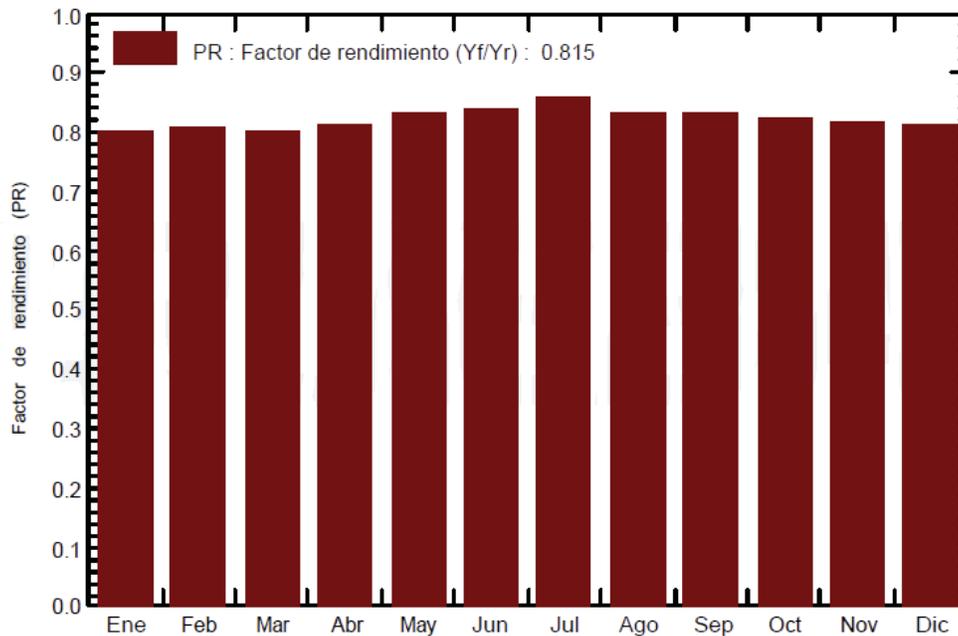


Figura 6-11 Rendimiento anual opción 4 (Fuente: Elaboración propia)

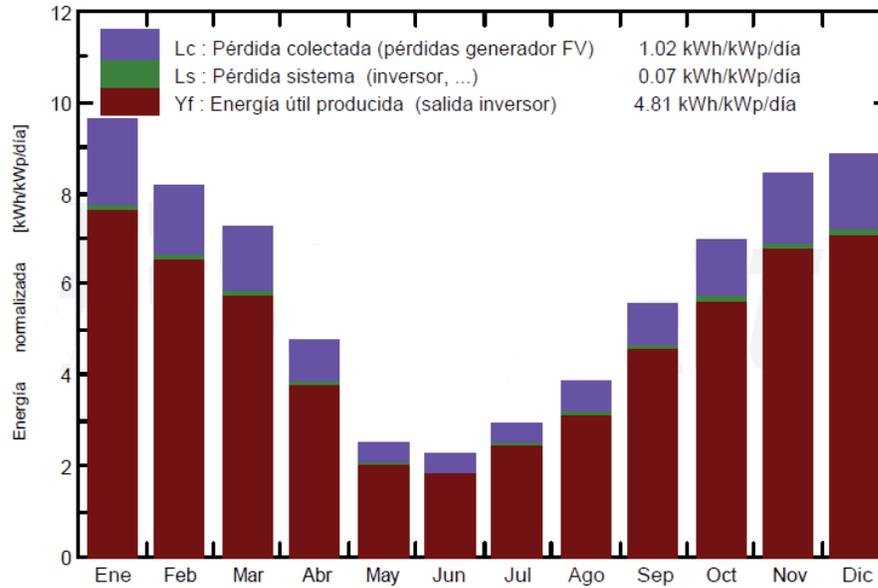


Figura 6-12 Generación anual opción 3 (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6-5 Resultados opción 4

Energía anual inyectada a la red	5268 MWh/año
Horas efectivas	1757 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	81,52 %
Energía promedio producida	0,6013 MWh
Energía Nominal del generador	5988 MWh/año
Pérdidas por sistema FV (irradiación, temperatura, calidad del módulo, cableado, etc.)	636 MWh/año
Pérdidas por el inversor	84 MWh/año

Si bien la opción 4 requiere el modelo de panel 335W hasta 1000V por su homólogo que soporta hasta 1500V, se justifican los resultados en un rendimiento muy superior a las demás opciones, lo que se traduce en una mayor energía inyectada a la red. Las pérdidas positivas por temperatura en los paneles se deben al modo de cálculo que considera que la temperatura ambiente para estos paneles es baja en comparación a su temperatura de operación normal del modelo usado. La elección de la mejor configuración se hará junto al análisis económico de las mismas.

6.4 Conclusiones del Capítulo.

Se debe tener en cuenta que la producción de energía no ocurre durante todo el día y que solo es máxima durante algunas horas en invierno (4hrs) y verano (8hrs), por eso sólo en verano cerca del medio día se estará generando aproximadamente los 3MW solicitados como premisa. La eficiencia y la energía producida se ven influenciadas por la cantidad de inversores que se utilizan en la instalación, según las simulaciones mientras menos inversores hayan, mayores serán estos índices como se observó en el detalle de las tablas. Pero bajan los niveles de confiabilidad ya que si para la opción 4 (1 inversor) falla el inversor lo hará la instalación completa y por lo tanto no habrá ninguna producción, todos estos factores se verán relacionados al momento de la elección en el capítulo de análisis económico.

7 Conexión a la Red

Para el estudio de conexión del sistema a la red, se tomarán algunos aspectos de la norma técnica sobre conexión e instalación de PMGD (sobrecarga y tensión), los cuales incidirán en la factibilidad de la conexión a la red desde el punto de vista técnico y el estudio de las pérdidas que se ahorrarán según la posición que se escoja para el sistema, este último análisis proporcionará un punto de vista económico para saber la rentabilidad del proyecto.

7.1 Solicitudes de la norma para los estudios.

Los estudios técnicos para evaluar el impacto del sistema en la red se realizarán con todas las características que posee el alimentador que se describieron en el capítulo 5.

Se espera que la instalación del PMGD y sus inyecciones de potencia tanto activa como reactiva se encuentren dentro de lo permitido por la normativa. Lo mismo para los niveles de carga de los elementos del alimentador.

Se deberá realizar dos estudios como mínimo, los cuales consisten en:

- a) Demanda máxima Neta del alimentador
- b) Demanda mínima Neta del alimentador

Los transformadores serán simulados tomando en cuenta la potencia nominal promedio que presentarían en un caso normal. En caso que luego de esto se determine que con la instalación del PMGD es necesario agregar otras obras para mantener el buen funcionamiento estas deberán ser informadas por las empresas en un plazo de tiempo estipulado con anterioridad y del cual la norma también habla.

Para el estudio de cortocircuitos se debe verificar que ante la conexión del PMGD no se superen las capacidades de rupturas de los equipos de interrupción del alimentador de distribución. Se deben considerar para el estudio cortocircuitos del **tipo trifásico, bifásicos con y sin contacto a tierra**, utilizando la corriente de cortocircuito más alta obtenida. Para esto el modelo eléctrico debe mantenerse al ocupado para el de flujo de potencia, se consideraran los sistemas de **puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, el transformador asociado al PMGD en estudio**. Los puntos de falla mínima requeridos por la norma son:

- a) Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del punto de conexión del PMGD.
- b) Aguas arribas del primer equipo más próximo al punto de conexión del PMGD que pertenezca a la empresa distribuidora.
- c) Tramo de conexión entre el punto de conexión y los equipos generadores.

En casos que la inyección del PMGD invierta el flujo del alimentador esta debe controlar, serán avisador por medio del coordinador eléctrico [40].

7.1.1 Estudios a realizar

A lo largo del capítulo se realizaran los estudios de niveles de tensión y sobrecarga de las líneas, con tal de asegurar que la red tenga buen funcionamiento mientras esté en funcionamiento el sistema. Para ello se hará un flujo de carga que determine las condiciones del sistema antes y después de la conexión, para los casos de demanda mínima, media y máxima.

Los estudios de cortocircuitos y estabilidad dinámica tratados en el documento porque que estos temas han sido tratados en otros documentos de la institución. Este estudio se enfoca más en el dimensionamiento, localización y ahorro de pérdidas que tendrá un sistema (PMGD más BESS, instalados en el mismo punto), con tal de investigar la alternativa económica, social y ambiental que proporcionan estos sistemas en conjunto.

La plataforma que se utilizara para realizar las simulaciones es Digsilent, ya que la red está en este formato, además es de fácil uso y los datos son de fácil lectura y análisis.

7.2 Alimentador antes de la conexión.

La idea central de este estudio es analizar la red antes de la instalación fotovoltaica para tener una noción cuando se haga la comparación con los estudios de conexión.

A continuación se presenta la tabla 7-1 que da los valores bases de demanda mínima y máxima según estimaciones de demandas hechas para esta red.

Tabla 7-1 Valores bases según tipo de Demanda

Demandas	Tensión [<i>p. u.</i>]	Potencia Activa [KW]	Potencia Reactiva [KVA _r]	Corriente por Fase [A]
Mínima	1,094	519	78	21
Media	1,067	3662	466	152
Máxima	1.038	5046	1831	227

7.2.1 Análisis en demanda mínima sin PMGD

Este período ocurre en las horas de menor consumo en invierno, debido a las características de demanda explicadas en las secciones anteriores. La idea del estudio de este caso es que se cumplan las normas estipuladas en cuanto a regulación de tensión, cargabilidad en sus casos más críticos.

Se debe recordar que las condiciones para la instalación del PMGD consiste en respetar lo estipulado en ala NTCO que dice que para redes rurales los rangos de niveles de tensión deben estar entre (+-8%) y la cargabilidad de las líneas no debe superar el 85%.

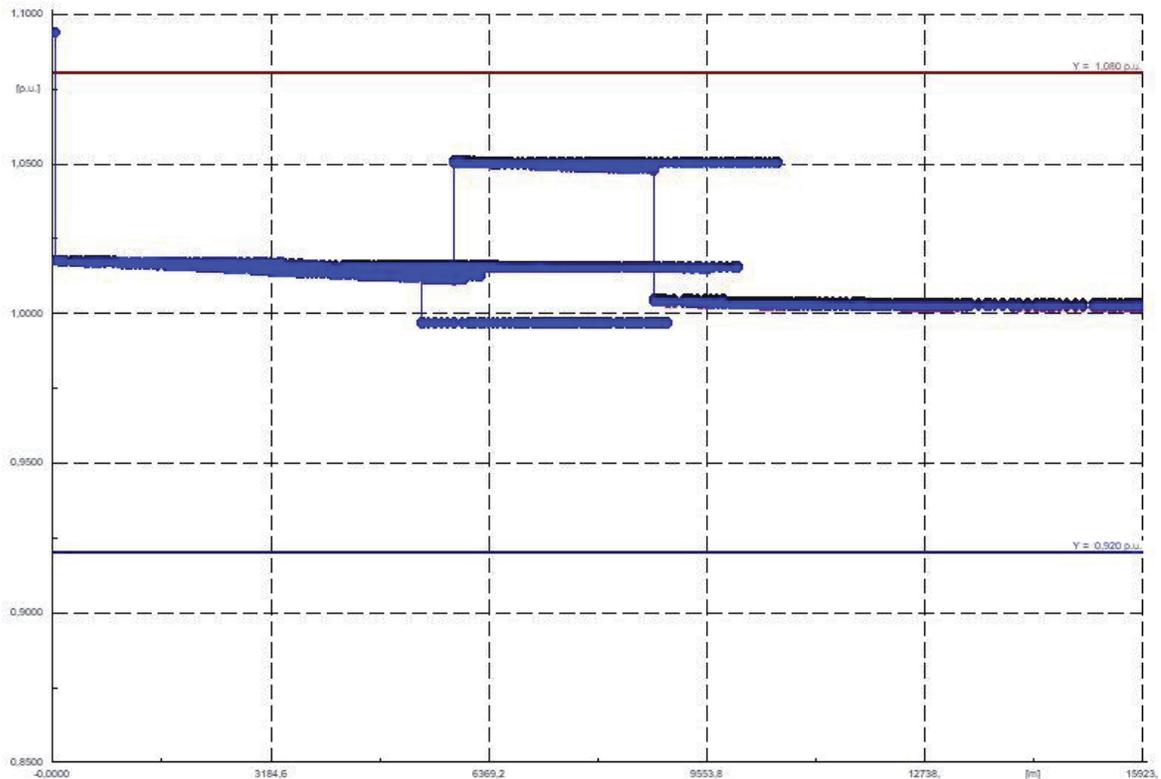


Figura 7-1 Nivel de tensión, demanda mínima trifásica (Fuente: Elaboración Propia)

La figura 7-1 es del perfil de tensión de la red, las líneas roja y azul pertenecen a los límites superior e inferior de los niveles de tensión necesario para que se cumpla la norma. Como se observa en este caso la norma se cumple. Los resultados generales de la red son presentados en la siguiente tabla.

La cargabilidad máxima de las líneas no sobrepasa el 6%, lo que es razonable porque hay muy poca demanda y las pérdidas son considerablemente bajas.

Tabla 7-2 Datos relevantes de Demanda mínima

Nivel de tensión	Cargabilidad	Perdidas (KW)
En Norma	En Norma	5,72

7.2.2 Análisis en demanda media sin PMGD

Este período ocurre tanto en invierno y verano, pero como es tan variable se tomó un valor referencial señalado en la Tabla 7-1. Los resultados de la simulación son los siguientes.

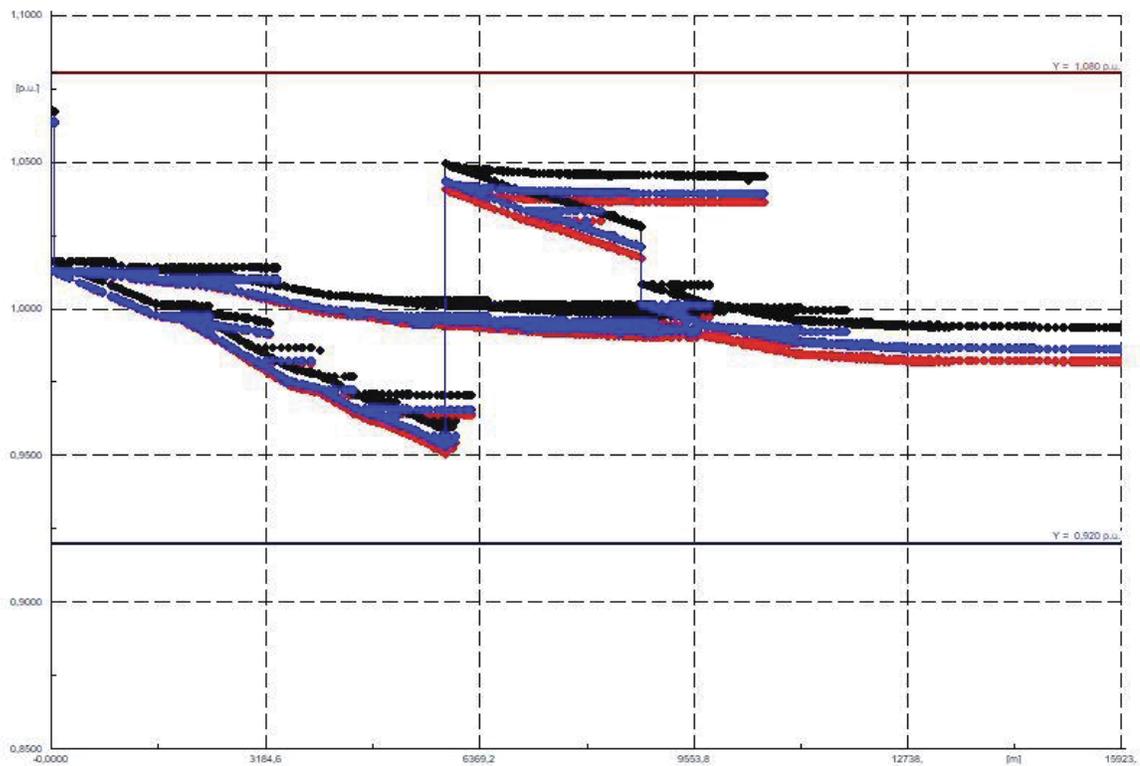


Figura 7-2 Nivel de tensión, demanda media trifásica (Fuente: Elaboración Propia)

El perfil de tensión se amplía acercándose a los márgenes, ya que hay mayor potencia, los extremos y toda la red en general utilizan varían. También se debe destacar que la red se encuentra dentro de la norma. Los resultados totales de la red son presentados en la siguiente tabla.

Tabla 7-3 Datos relevantes de Demanda media

Nivel de tensión	Cargabilidad	Perdidas (KW)
En Norma	En Norma	116,48

La Cargabilidad de las líneas subió hasta un 45%, pero aún se mantiene dentro de las normas especificadas, mientras que las pérdidas se elevaron considerablemente.

7.2.3 Análisis en demanda máxima sin PMGD

La idea del estudio de este caso es que se cumplan las normas estipuladas en cuanto a regulación de tensión, cargabilidad en sus casos más críticos. Los resultados de la simulación son los siguientes.

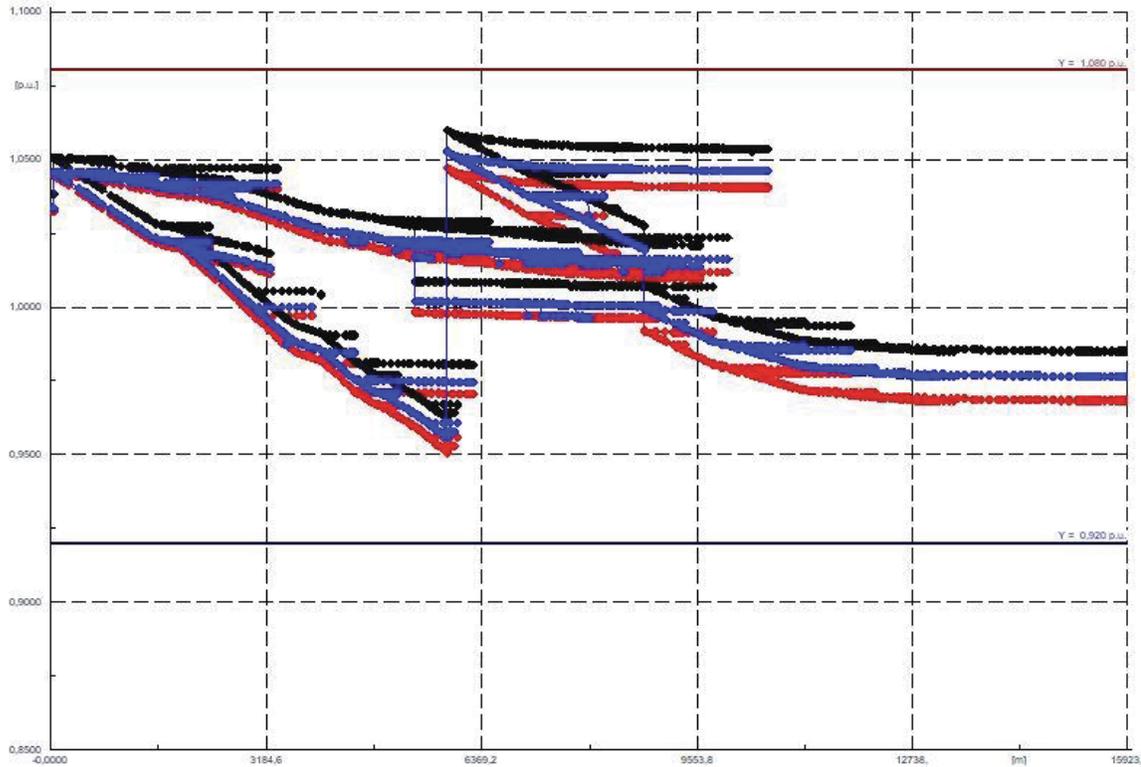


Figura 7-3 Nivel de tensión, demanda máxima trifásica (Fuente: Elaboración Propia)

La red se encuentra dentro de la norma. Los resultados totales de la red son presentados en la siguiente tabla.

Tabla 7-4 Datos relevantes de Demanda máxima

Nivel de tensión	Cargabilidad	Perdidas (KW)
En Norma	En Norma	230,95

La Cargabilidad de las líneas subió hasta un 64%, pero aún se mantiene dentro de las normas especificadas, mientras que las pérdidas se elevaron considerablemente.

7.3 Participación del BESS en el sistema.

Los estudios se realizarán con factores de mediciones como, horario de funcionamiento de PMGD y BESS con sus respectivos niveles de producción. Tomando como referencia el estudio de demanda y la curva solar. En la tabla 7-5 se muestran las estimaciones correspondientes para plantear los casos, bajo la premisa que el BESS proporcionara energía para que exista un mínimo de entrega por parte del sistema durante las 24 horas y que la máxima generación será de 3MW a las 13:00 horas.

Como se espera que durante las 24 horas del día haya un mínimo de producción del sistema en la red, se determina que el caso base será con un BESS de 6,5 MWh, para garantizar que mientras el PMGD no este inyectando energía el sistema si lo haga por medio del BESS con 0,5 MW de potencia por hora. Se escogió los 6,5 MWh, ya que la demanda mínima anual es de un poco más de 0,5 MW y para casos de demanda máxima es aproximadamente entre un 10% a 25% lo que es razonable tomando en cuenta que se espera alimentar sectores pequeños y aislados de la red. Tomando en cuenta el hecho que la generación diaria estará determinada por la curva de irradiación horaria en la figura 5-5 y tendrá la generación máxima (3MW) a las 13:00 horas, con un total de 21,5 MWh diarios para los días de febrero.

La idea de esta representación es poder “aplanar la curva para proporcionar la energía demandada en un 100% de los casos.

En la figura 7-4 se muestra la curva de carga y descarga del BESS a lo largo del día, donde en las primeras horas del día entrega 0,5 MW hasta las 8:00 horas ósea unos 4 MWh, luego el sistema BESS comienza a cargarse con la energía generada por el PMGD desde las 9:00 hasta aproximadamente las 19:00 horas donde se carga con 6,5 MWh aproximadamente. Luego en las horas que quedan se entregan los 2,5 MWh restantes. En invierno este suceso ocurrirá en menor cantidad, dictado por el hecho cual será la irradiación y demanda en dicho mes. En la figura 7-5 se muestra un gráfico que compara lo generado por el PMGD y como se espera redistribuir el aporte del sistema renovable con el BESS en funcionamiento.

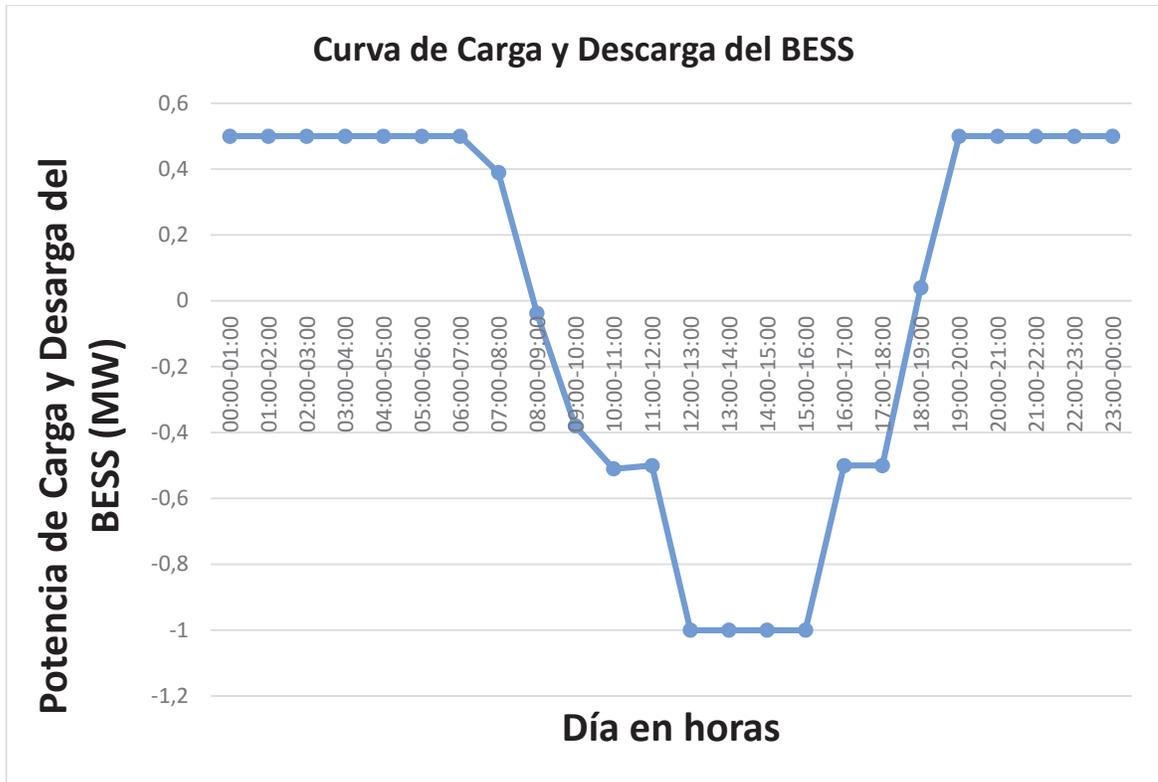


Figura 7-4 Curva especulativa de carga y descarga de BESS (Fuente: Elaboración Propia)

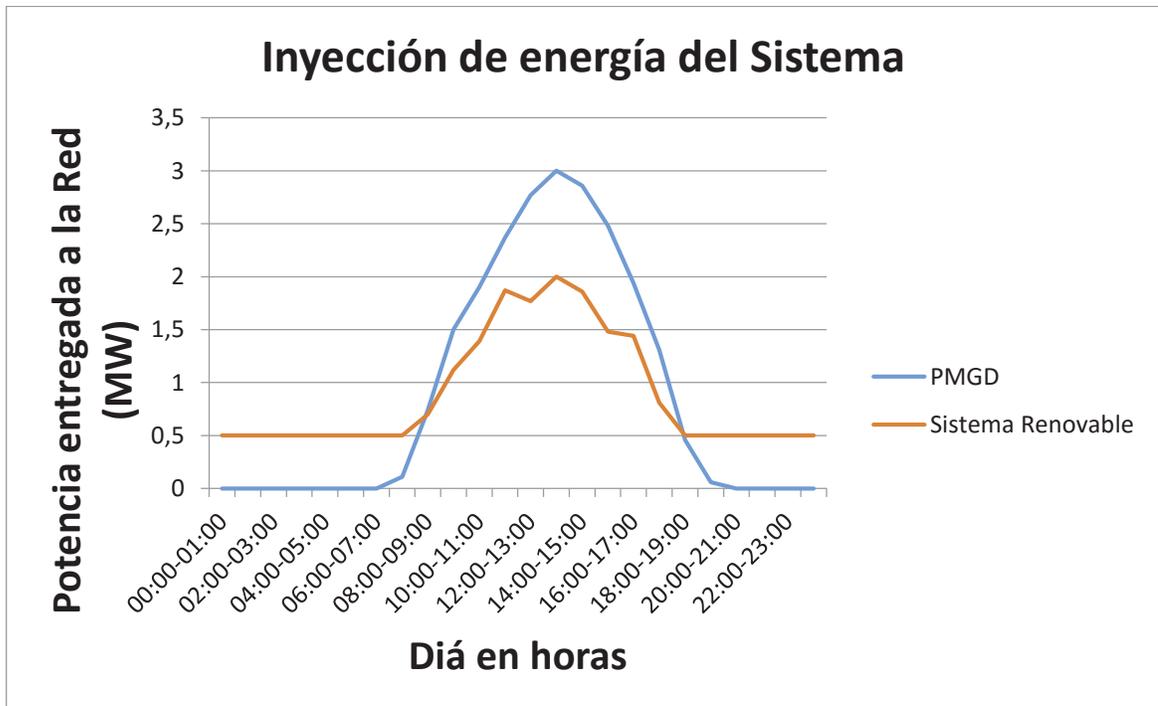


Figura 7-5 Curva especulativa de aporte del Sistema según en el horario (Fuente: Elaboración Propia)

Tabla 7-5 Demanda y aporte del sistema según el horario referido a las 24 horas

Horario de Uso	Demanda (MW)	PMGD (MW)	ESS
00:00-04:00	1,9	0	Funcionando
04:00-05:00	2,0	0	Funcionando
05:00-06:00	2,4	0	Funcionando
06:00-07:00	3,0	0	Funcionando
07:00-08:00	3,6	0,111	Funcionando
08:00-09:00	4,3	0,738	Cargando
09:00-10:00	5	1,5	Cargando
10:00-11:00	5,1	1,9	Cargando
11:00-12:00	5	2,37	Cargando
12:00-13:00	4,7	2,77	Cargando
13:00-14:00	4,2	3	Cargando
14:00-15:00	3,8	2,86	Cargando
15:00-16:00	3,6	2,48	Cargando
16:00-17:00	3,6	1,94	Cargando
17:00-18:00	3,9	1,31	Cargando
18:00-19:00	4,3	0,46	Funcionando
19:00-20:00	4,8	0,06	Funcionando
20:00-21:00	5,1	0	Funcionando
21:00-22:00	4,5	0	Funcionando
22:00-23:00	3	0	Funcionando
23:00-00:00	2	0	Funcionando

En la tabla 7-5 se detalla la demanda y el funcionamiento del sistema, donde la figura 7-5 es la representación fidedigna de esta. El área bajo la curva de 7-4 y 7-5 representa la energía.

En resumen lo que generara el PMGD es 21,5 MWh durante el día, los cuales deben alcanzar para suministrar los 0,5 MW durante las 13 horas que funcionara el BESS, lo que se traducen en 6,5 MWh que estarán distribuidos de la siguiente manera. Haciendo un simple cálculo se puede determinar que 15 MWh se venden a la red por medio del PMGD diariamente durante el mes de febrero, la carga del BESS será proporcional a la generación del PMGD.

La propuesta también comprende la localización del PMGD y BESS en la Red de Distribución, para así determinar cuáles son las mejores opciones y enfatizar en las diferencias de cómo afectan a la red, de esto se desprenderá también cuáles serán las perdidas, dificultades con el nivel de tensión y cargabilidad. Se espera que al final se pueda llegar a una conclusión de cual localización es la más conveniente.

7.4 Análisis y localización con PMGD y BESS.

Para que la integración del sistema sea menos invasiva en la red de distribución, se realizarán tres supuestos, los cuales corresponderán a distintas posiciones en las que eventualmente se instalara el sistema. El sistema está compuesto por el PMGD y BESS instalados en el mismo punto y para todos los casos se harán simulaciones con demanda máxima para verificar que no ocurran problemas de cargabilidad y niveles de tensión que puedan subir el costo de la instalación. Los escenarios a estudiar estarán ubicados en el “Troncal” (llamado así porque tiene las líneas con más capacidad del sistema), Ramal y en la Cola.



Figura 7-6 Posiciones del Sistema para estudio (Fuente: Elaboración Propia)

En la figura 7-6 se muestran las localizaciones en las cuales se probaran los sistemas, de manera que se pueda hacer una idea de cuál es la distancia que hay entre estos y el alimentador, e intentar intuir cómo será la distribución de la carga, en cada sección se presentara una gráfica comparativa de las pérdidas sin el sistema instalado y con el sistema ya funcionando.

7.4.1 Sistema en el Troncal

Se localiza el sistema en el troncal de la Red de Distribución debido a que se presume que en este sector quizá no se necesite modificar mucho el sistema, porque normalmente en esta parte de la red los cables son de mayor capacidad de amperaje, así que es lógico que aguantaran las corrientes producidas por el sistema. También se decidió este lugar por el hecho de que los clientes más importantes están muy cercanos.

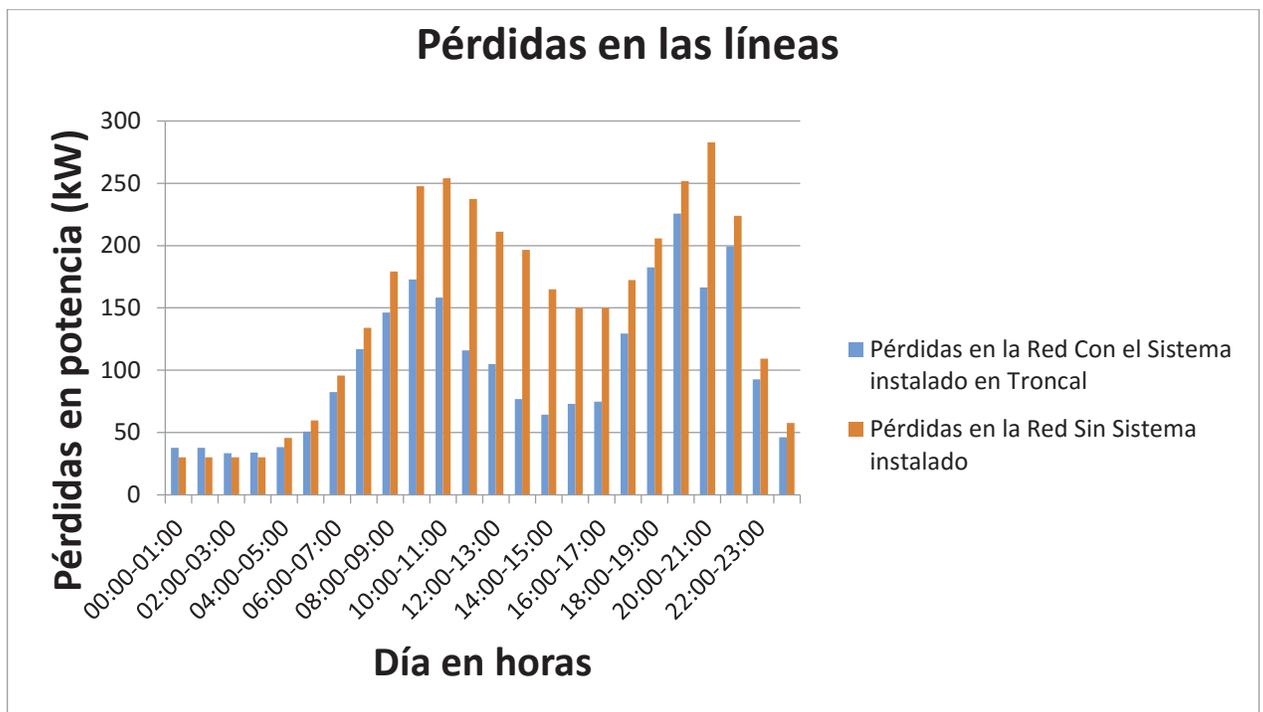


Figura 7-7 Comparación pérdidas con el sistema instalado en el Troncal y sin el sistema instalado (Fuente: Elaboración Propia)

Con el Sistema en el troncal la demanda se redistribuye de mejor manera en especial en las horas de más alta demanda que donde más pérdidas existen. Cabe resaltar el hecho de que no existe ningún problema con las normas de cargabilidad ni de niveles de tensión, la gráfica comparativa se muestra en la figura 7-7.

7.4.2 Sistema en la cola

Otra de las alternativas es colocar el sistema cerca de la cola de la red, es decir, desde el sector más alejado del alimentador. Los estudios que se harán serán los mismos que para el caso anterior, la gráfica comparativa se muestra en la figura 7-8.

Con el Sistema en la Cola la demanda se redistribuye de mejor manera en especial en las horas de más alta demanda que es donde más pérdidas existen, incluso más que en el Troncal atenuando más las pérdidas. No se percibe ningún problema con las normas de cargabilidad ni de niveles de tensión.

7.4.3 Sistema en Ramal

Otra de las alternativas es colocar el sistema en un ramal de la red. Los estudios que se harán serán los mismos que para los casos anteriores.



Figura 7-8 Comparación pérdidas con el sistema instalado en la Cola y sin el sistema instalado (Fuente: Elaboración Propia)

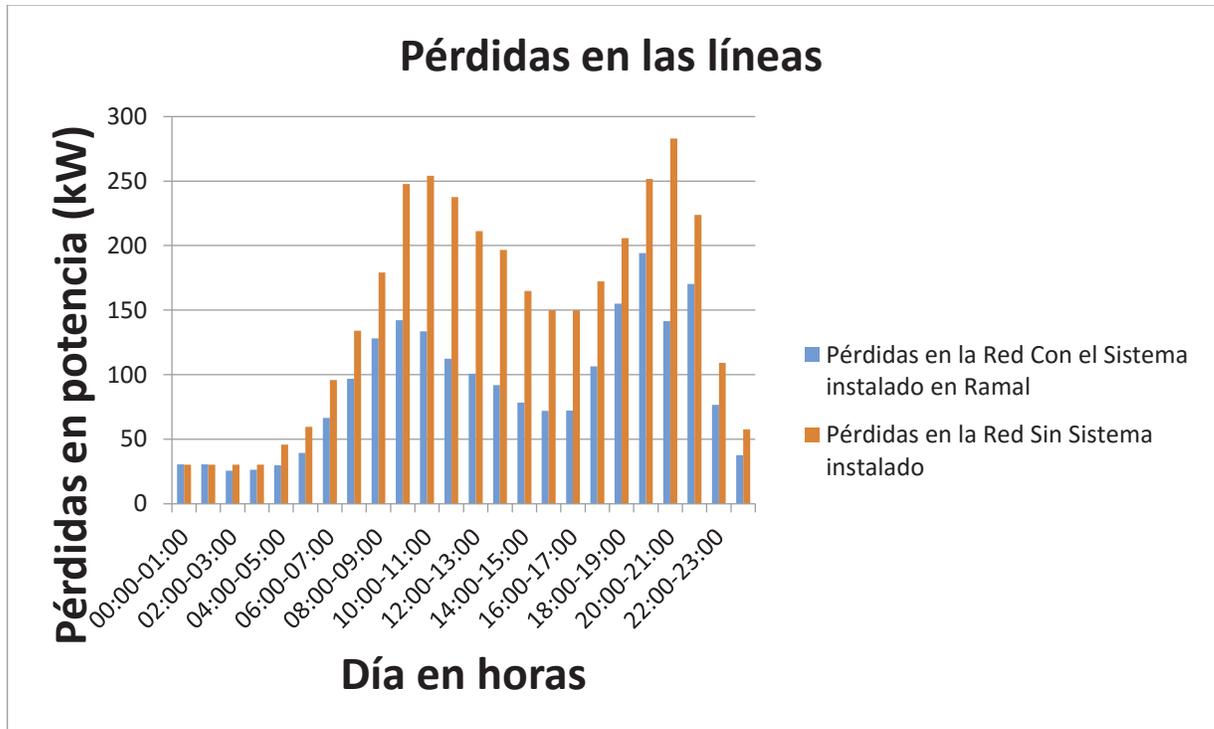


Figura 7-9 Comparación pérdidas con el sistema instalado en el Ramal y sin el sistema instalado (Fuente: Elaboración Propia)

Con el Sistema en el Ramal la demanda se redistribuye de mejor manera en especial en las horas de más alta demanda que donde más pérdidas existen, incluso más que en el Troncal atenuando más las pérdidas. Cabe resaltar el hecho de que no existe ningún problema con las normas de cargabilidad ni de niveles de tensión, la gráfica comparativa se muestra en la figura 7-9.

7.4.4 Resúmenes de análisis y observaciones

Luego de obtenidos los resultados se puede hacer una pequeña conclusión de estos y discernir cuales son las mejores opciones.

Si se trata de respetar la norma con respecto a la tensión los tres lugares escogidos son buenas opciones, esto se debe a que en todos los sectores existen líneas con gran capacidad y un regulador de tensión muy cercano, dando como resultado que en cualquier caso incluso en los de demanda máxima se respete la norma. Por lo tanto podemos identificar que los posibles problemas de regulación de tensión que se puedan dar en casos extremos como cortes, traspasos de energía, etc. son solucionables con los mismos elementos propios de la red y no requieren una gran inversión o gestión.

Para el caso de cargabilidad ocurre lo mismo, en todos los casos se cumple la norma, aunque en la opción del Troncal es donde más se cargan las líneas por la razón de que están los clientes más importantes en esta zona, en el Ramal existe parcialmente una mejora en comparación al Troncal porque hay varias cargas en esa zona y se encuentra más alejado del alimentador. Cuando se estudia la cargabilidad en la Cola es importante tener en cuenta que al ser el punto más alejado

de la fuente y los grandes clientes, muy probablemente existan líneas con menores capacidades térmicas, pero aun así son capaces de tolerar las corrientes y mantenerse dentro de la Norma.

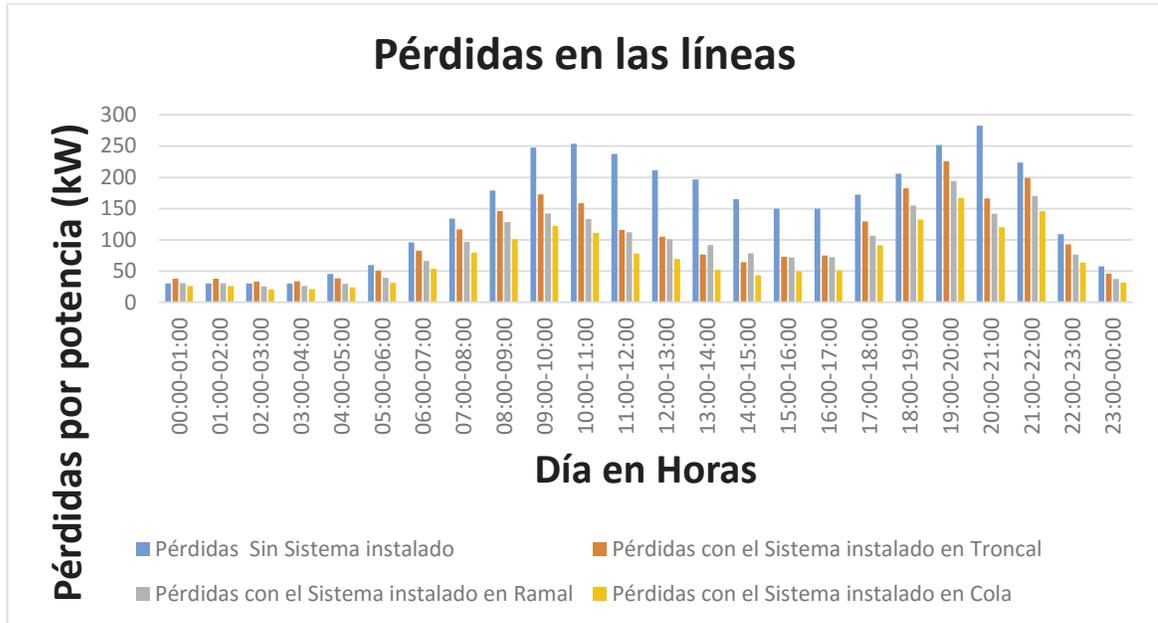


Figura 7-10 Pérdidas en los distintos casos (Fuente: Elaboración Propia)

Para el tema de las pérdidas en ámbitos generales dependerá de la cantidad de energía que se esté entregando y también de la posición en que este instalado el sistema. Tomando en cuenta los valores obtenidos en los distintos casos estudiados, se pueden obtener un par de conclusiones.

La primera es que la instalación de un sistema siempre reducirá las pérdidas, pero esto tiene más que ver con la estructura de la Red de Distribución ya que el Alimentador se encuentra alejado de todas las concentraciones de carga.

La segunda es que mientras más alejado de la cabecera se encuentre el Sistema menores serán las pérdidas esto se comprueba fácilmente observando la figura 7-10 donde se muestra que normalmente las pérdidas siguen la curva de demanda, pero es en los puntos más altos de esta donde ocurre la mayor diferencia ya que existe un promedio menor de pérdidas en las líneas, lo que también se puede comprobar con los datos exactos expuestos en la tabla 7-6.

Tabla 7-6 Pérdidas para distintas ubicaciones del Sistema

	Sin Sistema instalado	Con el Sistema instalado en Troncal	Con el Sistema instalado en Ramal	Con el Sistema instalado en Cola
Pérdidas diarias totales (kW)	3550,45	2461,17	2160,38	1714,24

Esto se puede explicar fácilmente por el hecho de que este nuevo Sistema la red lo está “viendo” como un nuevo Alimentador, y tomando en cuenta el hecho de que el aporte constante del Sistema y especialmente el BESS, corresponde precisamente a la demanda exigida por este sector y se encuentra dentro de los rangos de consumo del sistema lo hace una alternativa perfectamente viable.

7.4.5 ESS y aplanamiento de curva

Como se vio en la sección anterior el Sistema pasaría a funcionar como un nuevo Alimentador, pero en las primeras horas del día se necesita menos inyección del sistema BESS. Para hacer una mejora en el consumo de la energía del sistema, lo lógico sería adecuar este aporte a uno más acorde a la demanda que existe en el sistema en general. Por ello se prioriza la inyección de energía en horas punta y la reducción casi total de esta en las primeras horas del día.

En el caso que se deseara hacer este “aplanamiento de curva” se debe tomar en cuenta que la generación del PMGD es de 21,5 MWh, lo prioritario sería redistribuir la energía de acorde a la demanda obteniendo una curva parecida a esta tal como aparece en la figura 7-11. Se toma como referencia el caso con menos pérdidas, el cual es con el sistema instalado en la Cola. Se hace una redistribución de carga que sea acorde a la demanda, para lo cual se necesitara aumentar la capacidad de la batería de 6,5 MWh a 8 MWh. La curva de carga y descarga del BESS se presenta en la figura 7-12 y en la figura 7-13 se ve como este cambio favorece al ahorro de pérdidas en las líneas comprobado luego con la tabla 7-7. Para hacer un análisis más completo, en el capítulo de estudio económico se compararan las dos capacidades de sistemas BESS para, para así determinar cuál es realmente el más conveniente. Las perdidas ahorradas son poco más de 200 kW por día.

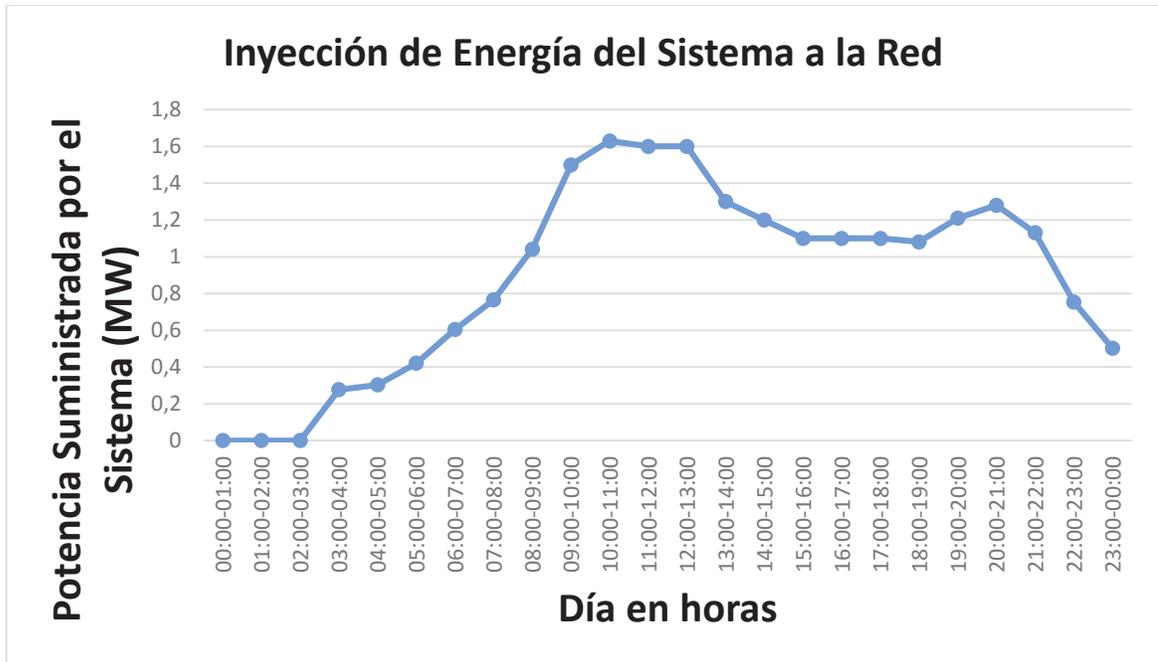


Figura 7-11 Inyección diaria de energía a la red (Fuente: Elaboración propia)

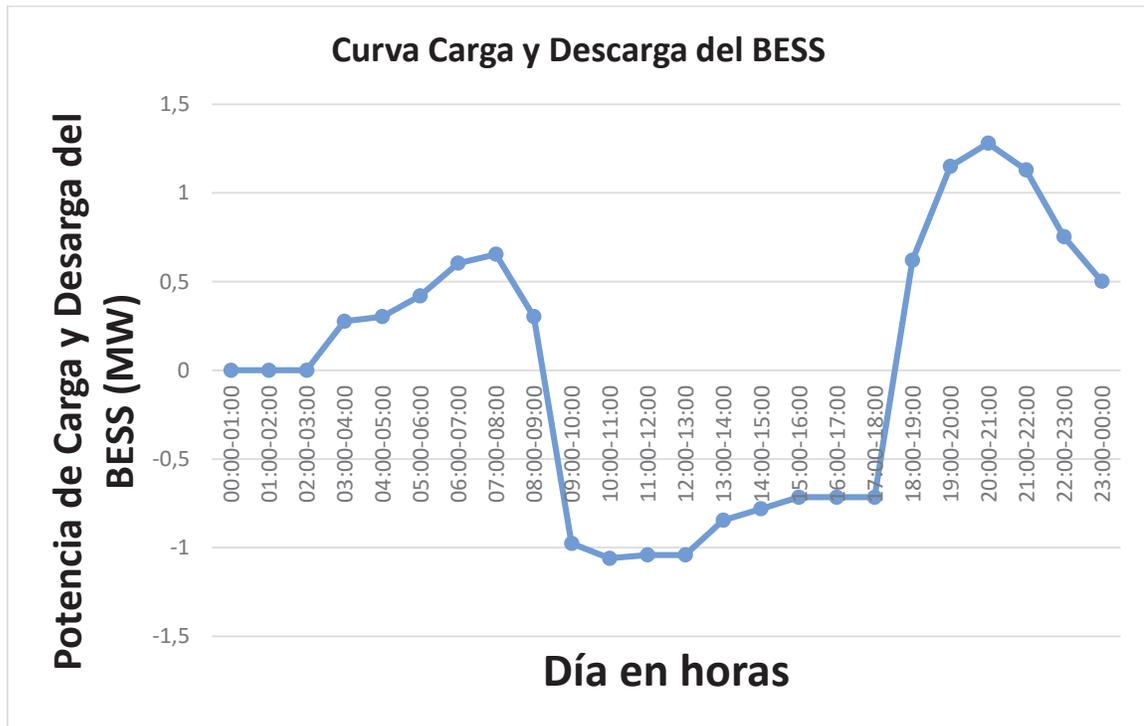


Figura 7-12 Curva de Carga y Descarga proporcional a demanda (Fuente: Elaboración propia)

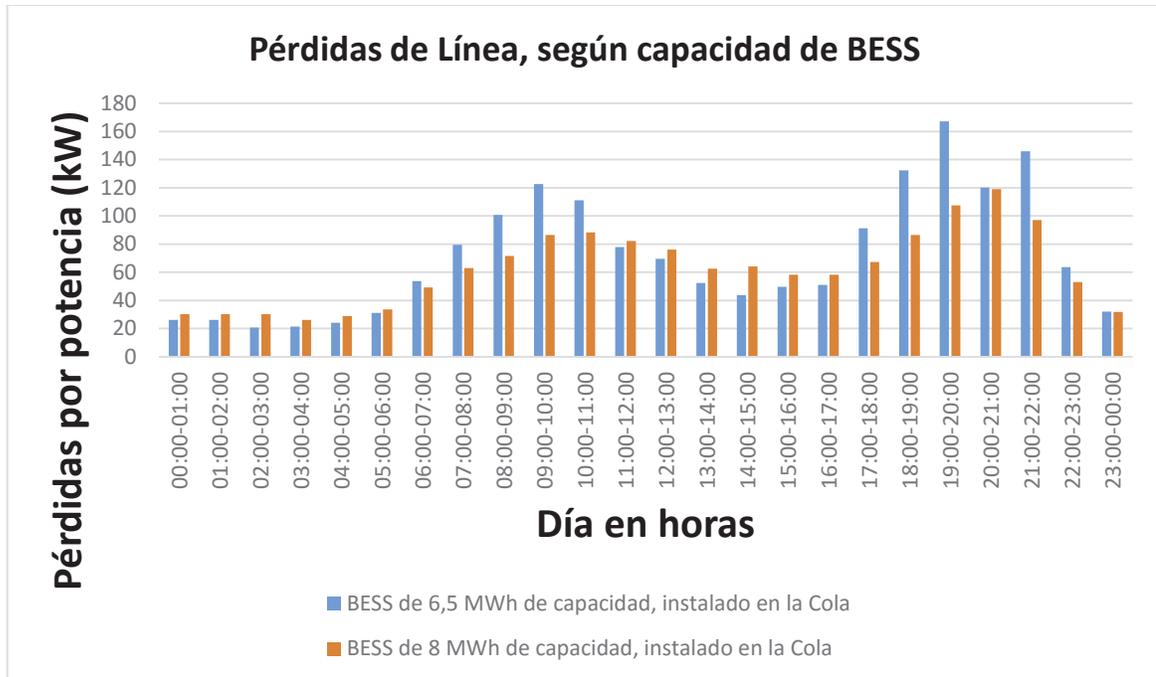


Figura 7-13 Comparación pérdidas con distintas capacidades de BESS (Fuente: Elaboración propia)

Tabla 7-7 Pérdidas con distintas capacidades de BEES

	6,5MWh	8MWh
Pérdidas diarias totales (kW)	1714,24	1501,82

Las pérdidas ahorradas son poco más de 200 kW por día, para saber si esta propuesta es conveniente, se realizara el análisis económico en la unidad siguiente.

7.5 Conclusiones del Capítulo.

El sistema en general respondió bien a los flujos de carga que buscaban posibles problemas en niveles de tensión y cargabilidad, respetando la norma en todos los casos que se expusieron. En lo que consta al estudio para la localización del sistema, este también se comportó de manera positiva incluso en los casos de demanda máxima. Para los niveles de tensión se puede explicar principalmente por la buena ubicación de los reguladores de tensión que permiten elevar la tensión en los extremos, en el caso de la cargabilidad las líneas presentan gran capacidad, además como el sistema está compuesto por BESS, las concentraciones de generación no son entregadas al mismo tiempo si no que se reparten a lo largo del día, lo que ayuda a aliviar a las líneas ante sobrecargas.

La localización de los sistemas se debió a que se buscaba alimentar los extremos ya que es sabido que estos son los que provocan más pérdidas al sistema, como esta red tiene la particularidad de

tener clientes importantes muy cercanos a comunidades de muy pequeño consumo, ya sea por plantas faenadoras, regadíos, etc.

Los estudios arrojaron que las pérdidas disminuían mientras más lejano se encontraba el sistema de la subestación principal, esto debido a que la red es muy extensa y hay muchas pérdidas debido al recorrido que debe hacer la corriente para alimentar la líneas más lejanas. Es por esto que la cola tiene el cambio más radical de todos porque distribuye la carga de una manera más equitativa en relación con la geografía de la red y la ubicación del cliente, donde no se registraron problemas con límites de corriente o sobrecargas.

Se puede decir que el sistema implementado, cumpliría la función de una nueva subestación, solo que esta genera su propia producción, pero carece de autonomía total. El hecho de que el sistema esté en la cola es estratégico ya que se proyecta un crecimiento de la demanda en sus ramales y la instalación de nuevos clientes. Se puede concluir que el sistema PMGD más BESS ubicado en el mismo punto trae beneficios ya que no existe compra de energía para alimentar al BEES y no hay pérdidas asociadas al transporte.

8 Análisis Económico

Los costos son la parte más importante al momento de realizar una inversión de tanta magnitud como la de este Sistema. Más aun teniendo tantos matices como lo es la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento, ya que los elementos que componen estas estructuras son muy caros y además necesitan mantenimiento. Se realizará una ecuación de costos que englobe todos los factores vistos en el documento para tener un costo más realista.

8.1 Ecuación de Costos

El total de costos considerados para esta investigación: son el pago por inversión del generador fotovoltaico y del almacenamiento de energía, los costos por sus respectivos mantenimientos anuales, los costos por instalación al sistema de distribución, los costos por energía no suministrada a la red y del almacenamiento producto de su eficiencia, a la ecuación también se agregan los ahorros por potencia máxima en hora punta y ahorro de pérdidas en las líneas. Pero lo primero es definir la ecuación de VAN, la cual determinara si el proyecto es rentable a cierta cantidad de años. La siguiente expresión servirá para el flujo de caja para el cálculo del VAN.

$$VAN = -C_{inv} + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (8-1)$$

Dónde:

C_{inv} : Costos por inversión de almacenamiento y del generador fotovoltaico.

Q_n : Flujo de caja anual.

r : Tasa de descuento.

n : Año n desde la inversión.

$$Q_n = Q_{nFV} + Q_{nBESS} = A_{BESS} + G_{FV} - C_M - C_{ENS} \quad (8-2)$$

Dónde:

Q_{nFV} : Flujo de caja anual del generador fotovoltaico (USD).

Q_{nBESS} : Flujo de caja anual del BESS (USD).

C_M : Costo por mantenimiento y almacenamiento del generador fotovoltaico (USD).

C_{ENS} : Costos por energía no suministrada por el generador fotovoltaico y del almacenamiento (USD).

A_{BESS} : Ahorros producidos por el sistema BESS (USD).

G_{FV} : Ganancias por generador fotovoltaico (USD).

El valor de inversión del almacenamiento y del generador fotovoltaico se muestra en la ecuación 8-3:

$$\begin{aligned} C_{inv} &= C_{invFV} + C_{invBESS} + CUP_{RD} \\ &= CUE_{BESS} * E_{BESS} + CUP_{BESS} * P_{BESS} + CUP_{DG} * P_{FV} + CUP_{RD} \end{aligned} \quad (8-3)$$

El valor de mantenimiento del almacenamiento y del generador fotovoltaico se muestra en la ecuación 8-4:

$$C_M = CUM_{BESS} * P_{BESS} + CUM_{FV} * P_{FV} \quad (8-4)$$

Dónde:

C_{invFV} : Costos de inversión de Generador Fotovoltaico (USD).

$C_{invBESS}$: Costos de inversión de BESS (USD).

CUE_{BESS} : Costo unitario por energía del almacenamiento (USD/KWh).

CUP_{BESS} : Costo unitario por potencia del almacenamiento (USD/KW).

CUP_{DG} : Costo unitario por potencia del generador fotovoltaico (USD/KW).

CUM_{BESS} : Costo unitario por mantenimiento del almacenamiento (USD/KWh*año).

CUM_{FV} : Costo unitario por mantenimiento del generador fotovoltaico (USD/KW*año).

P_{BESS} : Potencia nominal del almacenamiento (KW).

E_{BESS} : Energía nominal del almacenamiento (KWh).

P_{FV} : Potencia nominal del generador fotovoltaico (KW).

CUP_{RD} : Costo de inversión que se necesita para que la red de distribución funcione correctamente después de la instalación del sistema (USD).

Los costos por energía no suministrada por la red de distribución y producto de la eficiencia de conversión del almacenamiento de energía se ven reflejados en la siguiente expresión:

$$C_{ENS} = CPE_{BESS} + CPE_{FV} \quad (8-5)$$

Donde:

CPE_{BESS} : Costos por pérdidas del BESS según eficiencia (USD).

$$CPE_{BESS} = E_{BESS} * DoD_{BESS} * pE * \left(\frac{1}{\eta_c} - \eta_d \right) * N_{Dias} \quad (8-6)$$

CPE_{FV} : Costos por pérdidas en redes de distribución (USD).

$$CPE_{FV} = E_{AFV} * pE * I_{DFV} \quad (8-7)$$

DoD_{BESS} : Profundidad de carga y descarga del almacenamiento %.

pE : Precio básico de energía definido por la autoridad (USD/MWh).

η_c y η_d : Eficiencia de carga y descarga del almacenamiento %.

E_{AFV} : Energía anual producida por el sistema fotovoltaico (MWh/año).

I_{DFV} : Índice de degradación de paneles fotovoltaicos (año).

Los ahorros del sistema de distribución son calculados en base a la perdida en potencia que se ahorran por el sistema y el por el pago de horas punta.

$$A_{BESS} = A_{Php} + A_{PRD} \quad (8-8)$$

Donde:

A_{Php} : Ahorro por potencia en hora punta (USD).

$$A_{Php} = E_{Ahp} * N_{meses} * pE' \quad (8-9)$$

A_{PRD} : Ahorro por potencia, según ubicación del sistema (USD).

$$A_{PRD} = E_A * pE \quad (8-10)$$

N_{meses} : Corresponde a los meses entre abril y octubre, 7 meses.

E_{Ahp} : Energía ahorrada en hora punta mensualmente (kWh).

E_A : Energía ahorrada mensualmente por el Sistema (kWh).

pE : Precio Nudo que alimenta el sector escogido (USD/MWh).

pE' : Resta entre Precio Nudo en hora punta, menos Precio Nudo que alimenta el sector escogido (USD/MWh).

8.1.1 Ecuación de costos para Generador Fotovoltaico

Con motivo de concluir el análisis final sobre la cantidad de inversores a ocupar, en las ecuaciones 8-11 y 8-12 se muestran las expresiones para realizar los cálculos. Como se ocuparan los mismos datos, no es necesario volver a definir cada uno de los términos, sino que solo presentar las ecuaciones.

$$VAN = -C_{invFV} + \sum_{i=1}^n \frac{Q_{nFV}}{(1+r)^n} \quad (8-11)$$

$$Q_{nFV} = G_{FV} - C_{MFV} - CPE_{FV} \quad (8-12)$$

8.1.2 Ecuación de costos para el sistema BESS

Para lograr comparar las distintas tecnologías de baterías es necesario tener una ecuación de costos particular para el flujo de caja correspondiente del sistema BESS, además de una comparación con el método VAN, ya que la vida útil de estas tecnologías no es la misma.

$$VAN = -C_{invBESS} + \sum_{i=1}^n \frac{Q_{nBESS}}{(1+r)^n} \quad (8-13)$$

$$Q_{nBESS} = A_{BESS} - C_{MBESS} - CPE_{BESS} \quad (8-14)$$

8.2 Costos instalación Fotovoltaica.

Considerando el estudio hecho en la unidad 6 sobre la cantidad de inversores para la instalación fotovoltaica es necesario realizar un breve estudio económico para saber cuál es la opción más conveniente.

Para el análisis comparativo se considerará el precio de la potencia y de energía eléctrica para el sector de suministro según lo señalado en el Informe Técnico de Fijación de Precios Nudo Promedio del CEN, disponible en el CNE. Se toma en cuenta el nudo Itahue que es el correspondiente a la zona, el precio de la energía es de carácter referencial pues los PMGD venden sus excedentes a costo marginal o a precio estabilizado según calcule la empresa distribuidora.

Precio de Energía Nudo Itahue 220: 64,087 (US\$/MWh).

Precio de Potencia Nudo Itahue 220: 7,873 (US\$/kW/mes).

Estos valores también serán de utilidad para el cálculo de ahorro de pérdidas para el sistema BESS, en la siguiente tabla se expondrán los análisis económicos que decidirán la cantidad de inversores a utilizar.

Tabla 8-1 Costos y generación para distintos tipos de inversores.

Opción	Costo inversores (US\$)	Costo de paneles (US\$)	Generación (MWh/año)	Generación (USD/año)	Potencia (USD/año)	Tiempo de retorno (años)
1	267.973	1.110.000	5240	335.815,89	291.474	2,197
2	251.075	1.110.000	5189	332.547,44	291.474	2,181
3	246.157	1.110.000	5243	336.008,14	291.474	2,161
4	186.156	1.170.000	5268	337.610,32	291.474	2,155

Con todo lo expuesto se define la opción 4 como la más simple, eficiente y económica para la generación fotovoltaica, por lo que se considerarán los costos e ingresos asociados a dicha configuración para los siguientes análisis. En la tabla 8-2 se presentan los costos asociados a la inversión inicial, que a pesar de no ser específico entrega un valor cercano al real lo cual permite realizar cálculos confiables, para saber la viabilidad del proyecto.

Para el análisis del VAN del sistema fotovoltaico se toman las siguientes consideraciones:

El estudio se hace para 25 años, ya que es la vida útil promedio de esta instalación.

Degradación de los paneles, provocando disminución del rendimiento de la generación en el tiempo.

La radiación del sector se considera invariable para el PMGD en el período estudiado.

El precio nudo de potencia y precio nudo de energía serán constantes en el período de estudio.

Como resultado de VAN tenemos:

El período de retorno de la inversión para este caso resulta ser de 5,93 años.

Se obtiene una ganancia de al menos 5.164.199,84 USD para el fin de la vida útil del PMGD, esto sin considerar obras de reparación o mantenimiento las cuales se consideraran como un 1% de la inversión inicial, obteniéndose una rentabilidad de 2,21% y con un TIR de 19%, lo cual nos deja como conclusión que el proyecto es realizable.

Tabla 8-2 Costos asociados a la inversión inicial.

Estimación	USD
Paneles	1.170.000
Estructura Cintac	210.000
Inversor con Transformador	187.156
Reconectador	15.435
Reactor	37.500
Materiales Eléctricos	455.000
Materiales para la instalación	326.000
Mano de obra y transporte	585.000
Total	2.986.091

El cálculo del VAN fue hecho exclusivamente para tener una referencia de cuanto es lo que se gana con una planta fotovoltaica para luego poder compararla con los hechos para las tecnologías BESS y así tener una conclusión más objetiva de cuan conveniente es cada proyectos.

8.3 Sistema BESS

El BESS cumple distintas funciones en la red como ha sido descrito en capítulos anteriores, pero se debe tomar en cuenta las distintas características que implican en sus costos, la gran parte de este se lo lleva su inversión inicial, pero también hay que poner especial atención a otros factores como su vida útil, profundidad de descarga y eficiencia. En esta sección se analizara en que afectan realmente a los costos estos factores, en la tabla 8-3 se muestran las características de las baterías que serán opciones a utilizar [41], [42].

Tabla 8-3 Características de tecnologías BESS

Tecnología	\$/kWh	\$/kW	Ciclos	Eficiencia	Vida útil (años)
NaS	2000	450	4500	75-90	15-20
VRB	600	600	10000	75-85	10-20
Zn/BR	500	700	3000	65-75	10-15
Li-ion	600	900	10000	75-90	14-16

Para este estudio se utilizara una profundidad de descarga del 30%, además se consideró la cantidad de años que el sistema BESS estará en funcionamiento, tomando en cuenta su vida útil y la cantidad de ciclos que son característicos de cada tecnología, cada una de estas se deberá cambiar cada cierta cantidad de años, esto se detalla en la tabla 8-4. Para el cálculo de la renovación de baterías, se asumió la participación del sistema en los 365 días del año, se tomara en consideración la cantidad de años de vida útil que aún le quedaban a las tecnologías después del año 25. Los cálculos están en un Excel que será adjuntado junto a este documento.

Tabla 8-4 Costos para flujo de caja según tecnología

Tecnología	Perdidas BESS Anuales (USD) 6,5MWh-8MWh	Costo de Mantenimiento anual (USD) 6,5MWh-8MWh	Inversión 6,5MWh (USD)	Inversión 8MWh (USD)	Período de cambio de BESS (años)
NaS	49669-70955	197043-210849	6366100	7056400	12,5
VRB	55400-79142	210121-228841	7020000	7956000	20
Zn/BR	90373-129105	233791-267451	8703500	9886500	8,3
Li-on	49669-70955	272209-301821	10124400	11505000	16

Para el cálculo de VAN se consideran \$ 500.000 USD adicionales por conceptos de envío, mano de obra y otros.

Tabla 8-5 Ahorro generado por BESS

Dimensión BESS	Ahorro de Pérdidas (kWh)	Ahorro en USD
6,5MWh	640,83	1928534,6
8MWh	714,94	2284034,42

En la tabla 8-4 se muestran las pérdidas anuales, los costos de mantenimientos e inversión según la tecnología, calculadas con la función de costos explicadas en la sección 8-1. En la tabla 8-5 se presentan los ahorros en pérdidas (kW) por la ubicación del sistema y los ahorros en hora punta.

8.4 Resultados

Ya calculada la inversión y los ingresos de la planta fotovoltaica pronosticados para cada año se pasa a calcular los valores de inversión para el sistema BESS, teniendo estos resultados se puede calcular el Valor Actualizado Neto (VAN), el cual es un indicador financiero que mide el valor de los ingresos actualizándolos a valor presente.

Tabla 8-6 Evaluación de negocios según tecnología

Tecnología	Año de recuperación de inversión 6,5MWh-8MWh	VAN (USD) 6,5MWh	VAN (USD) 8MWh	Venta residual 6,5MWh - 8MWh (USD)
NaS	8,05-7,8	7415862,66	8425247,18	0-0
VRB	8,87-8,87	7610085,303	8121331,264	5265000 - 5967000
Zn/BR	12,44-12,8	-2217861,69	-3223997,86	0-0
Li-ion	14,38-14,78	1220121,15	767532,58	4429425 - 5077188

En la tabla 8-6 se muestra el VAN a 25 años con una tasa de descuento del 5%, se analizan sus ganancias y el tiempo de retorno de inversión para cada tecnología con los casos de dimensionamiento de BESS, el ingreso por la instalación fotovoltaica está considerado dentro de estos cálculos y además se calcula el valor de la hipotética venta residual de las tecnologías que

aún les que vida útil después del año 25. Estas tecnologías son VRB con 15 años e Ion-litio con 7 años. Estos serán considerados para los cálculos de la tabla 8-7.

Estos valores están afectos a cambios en los próximos años debido a que el precio de los sistemas BESS van en descenso en especial las más nuevas como el ion-litio.

Tabla 8-7 Rentabilidad según tecnología

Tecnología	TIR %	Rentabilidad %	Rentabilidad %
	6,5MWh-8MWh	6,5MWh	8MWh
NaS	13-13	-2,806	-2,478
VRB	13-13	-2,668	-2,758
Zn/BR	3-2	-8,514	-9,256
Li-ion	7-7	-8,639	-9,455

Tomando en cuenta que la rentabilidad que entrega un banco es de aproximadamente un 3% ninguna inversión es rentable de hecho para todos los casos las rentabilidades son negativas, lo cual era esperable ya que estas tecnologías aun ni siquiera son competitivas. Solo para el caso de NaS, el uso del sistema BESS proporcional a la demanda fue beneficioso, este fenómeno se explica porque la inversión es demasiado alta y la diferencia entre lo ahorrado para el sistema con 6,5 MWh y 8MWh no proporcionales a la inversión.

Hay que tener claro también que un proyecto de estas condiciones trae beneficios sociales, ambientales que son incalculables, además se pasó por alto el hecho de que al generar su propia energía se ahorran los costos agregados de generación y transmisión y que el crecimiento de la demanda se calcula en un 5% anual así es que la rentabilidad debiese mejorar un poco más, pero en ningún caso llegaría a ser rentable.

8.5 Conclusiones del Capítulo.

Para el sistema fotovoltaico se escoge sólo un inversor de manera de abaratar costos y hacer más rentable el proyecto. En cuanto a las ecuaciones de costos se priorizo el cálculo de las inversiones, mantenciones y los ahorros que se obtienen al usar este tipo de instalaciones. Cabe recalcar que en este estudio no se consideraron costos de inversión para la integración a la red de distribución debido a que se determinó que no existen problemas de niveles de tensión, cargabilidad y fallas, pero de todas maneras se coloca en la ecuación con el propósito de dejar constancia que deben ser considerados para distintas redes, lo que si se tomó en cuenta fueron los costos de envío de los BESS y la mano de obra para su instalación.

En el capítulo se da un aproximado de cómo sería la rentabilidad de los sistemas, porque que hubo factores que no se consideraron; cómo el crecimiento de la demanda, la optimización de la localización del sistema y el ahorro del transporte de energía, porque el BESS se carga solo con lo generado por el PMGD, este hecho no quita que en casos de poca generación, se cargue desde la misma red.

Los resultados son positivos para los sistemas fotovoltaicos, ya que sus precios se han vuelto competitivos en el mercado y su inversión se ve recuperada en un tiempo prudente, para el caso de los BESS queda demostrado que no son rentables aún, esta situación se ve agudizada mientras la inversión sea más alta. Es por esto que la única manera que estos sistemas lleguen a ser rentables en algún momento es que los costos de inversión de los BESS bajen considerablemente.

Discusión y conclusiones

La generación fotovoltaica y en general las ERNC han penetrado muy fuerte en el ámbito nacional, por la simple razón que el recurso solar es ilimitado y Chile tiene características inigualables para su explotación, haciendo que estas sean competitivas frente a otros tipos de generación convencionales. Las plantas fotovoltaicas están conformadas por su pieza fundamental, los paneles fotovoltaicos, su material característico es el semiconductor (Silicio), este se activa con fotones que llegan por medio de la irradiación y crean una diferencia de potencial que es amplificada por medio de un convertidor DC-DC para luego transformarla a CA por medio de un inversor. La eficiencia del sistema es condicionada por sus componentes internos, entre los que destacan el inversor y el panel fotovoltaico (temperatura y la dirección en que la irradiación incide sobre estos), para mejorar la eficiencia se utiliza el método de búsqueda del punto de máxima potencia MPPT el cual da buenos resultados y ya es una técnica probada.

Un punto relevante en la creación de un proyecto de generación es la ubicación del sistema en la red de estudio, para eso se utiliza la GD. La GD puede aportar a la red siempre y cuando se realice un exhaustivo estudio de la composición de la red de distribución, los distintos tipos de cargas, cantidad de demanda, etc. Sólo así se puede administrar los recursos de forma óptima, reduciendo pérdidas, lo que se traduce en menos costos y en algunos casos traer autonomía energética a lugares aislados. Por el contrario, la mala interpretación del funcionamiento de la red puede provocar aumento en pérdidas y costos, convirtiendo a la GD en un problema para la red.

Los sistemas de almacenamiento tienen distintas tecnologías, algunas más desarrolladas que otras, para el caso de este informe se estudiaron las tecnologías de almacenamiento de baterías conocidos como BESS. Los BESS se diferencian unos de otros por conceptos como la capacidad; la cual influye en la cantidad de baterías que se deben utilizar dependiendo lo necesitado por cada caso en particular, también es importante la eficiencia de carga, la cual determina el tiempo que se demora en cargarse el sistema y cuánto tarda en entregar la energía y por último la vida útil que es cuánto dura aproximadamente la batería funcionando regularmente.

Los BESS traen beneficios al sistema como la regulación de frecuencia, la cual logran absorbiendo energía cuando la frecuencia se incrementa. Además pueden funcionar como sistemas auxiliares ante una desenergización del sistema, también pueden vender la energía almacenada en horas de demanda punta recibiendo ganancias por esta. Si se instalan cerca de una gran carga ayuda a descongestionar las líneas, ahorrando la inversión para que estas no se sobrecarguen

térmicamente. Los BESS no solo sirven para mejorar las condiciones de las redes, además traen beneficios sociales como autonomía energética para sectores aislados.

Dado el potencial y proyección de los BESS y ERNC, se han creado leyes para aumentar la instalación de los sistemas a base de ERNC y normativas que regulan la participación de estas en los distintos sistemas eléctricos del país, para recibir su beneficio sin afectar a terceros y se mantenga la estabilidad de la red. En el caso de los BESS hay normativas que están en preparación ya que se vaticina que en poco tiempo, crecerá su comercialización debido a que Chile puede convertirse en productor de baterías o materia prima para la creación de ellas, en específico las de ion-litio, porque posee uno de los yacimientos más grandes de este.

Esto es un hecho comprobable ya que en el año 2017 la mayor fuerza económica del país fue el sector energético con la gran cantidad de proyectos ERNC que se aceptaron, de hecho Chile asume un compromiso para tener alrededor de un 70% de penetración de ERNC para 2050. Y se intuye que ocurrirá lo mismo con los sistemas BESS, ya que las licitaciones de las reservas de Ion-litio se entregaron con el compromiso de que un 25% de lo extraído se invierta en Chile en BESS y electromovilidad.

La red de distribución escogida se encuentra en una zona rural de la VII región cercana a la ciudad de Curico, en la zona hay una irradiación considerablemente buena lo que entrega seguridad de una buena factibilidad para la instalación de la planta. Como es una red de tipo rural, posee muchas desventajas frente a una ubicada en la zona urbana, pero son compensadas con mayores rangos de permisividad en las normas técnicas.

La potencia nominal del PMGD fue de 3MW, para llegar a este valor se tomó en consideración la integración del sistema BESS. A pesar de que la potencia nominal generada por el sistema fotovoltaico es superior al 50% de la demanda máxima del alimentador, esta se repartirá entre la demanda del sistema y la carga del BESS con tal de cumplir con un mínimo de 20% de inyección renovable a lo largo del día.

Los estudios de flujos de carga que se realizaron buscaban problemas en niveles de tensión y cargabilidad, la norma se respetó en todos los casos de demanda mínima y máxima. Esto se puede explicar principalmente por la buena ubicación de los reguladores de tensión que permiten balancear la tensión en los extremos, en el caso de la cargabilidad las líneas presentan gran capacidad.

La localización de los sistemas se escogieron con el motivo de alimentar los extremos, ya que estos son los que provocan más pérdidas al sistema, porque la red tiene la particularidad de tener clientes importantes muy cercanos a comunidades de muy pequeño consumo ya sea por plantas faenadoras, regadíos, etc.

Los estudios arrojaron que las pérdidas disminuían mientras más lejano se encontraba el sistema de la subestación principal, ya que la red es muy extensa y hay muchas pérdidas debido al recorrido que debe hacer la corriente para alimentar las líneas a lo largo de los 80 Km de extensión del sistema. La cola tiene el cambio más radical de todos porque distribuye la carga de una manera más equitativa en relación con la geografía de la red y concentración de demanda en ese sector. Las sobrecargas y niveles de tensión se mantienen en norma para los casos de demanda máxima.

Se puede decir que un sistema como el del estudio vendría siendo como una nueva subestación, solo que esta se genera su propia energía y no la compra, por lo tanto se ahorra las pérdidas de transporte, pero carece de autonomía total, por eso se recurre a los BESS debido a la gran inversión que se necesita para la instalación de estos, sólo se puede contar con unos pocos MWh de inyección al día.

La eficiencia y la energía producida se ven influenciadas por la cantidad de inversores que se utilizan en la instalación, según las simulaciones mientras menos inversores hayan, menores serán las pérdidas y mayor será la energía producida, pero bajan los niveles de confiabilidad. Aún así para el PMGD se escoge solo un inversor de manera de abaratar costos y hacer más rentable el proyecto. En cuanto a las ecuaciones de costos se priorizó el cálculo de las inversiones, mantenciones, los ahorros que se obtienen al usar este tipo de instalaciones; y costos de inversión para la integración a la red de distribución, aunque para estos últimos solo se consideró el costo de transporte.

Para el informe no se tomaron en cuenta factores como el crecimiento de la demanda, la optimización de la localización del sistema, que harían más preciso el estudio. Los proyectos de BESS aún están en estudio para mejorar su rentabilidad, así que los resultados son un aproximado de la rentabilidad real, pero funciona perfectamente para un análisis comparativo con el cual se determinó que las baterías de plomo ácido (NaS) son las más convenientes. Los índices usados para estas conclusiones fueron el VAN, año de recuperación, TIR y rentabilidad.

Los resultados dejan un análisis positivo para los sistemas fotovoltaicos, ya que sus precios se han vuelto competitivos en el mercado y su inversión se ve recuperada en el tiempo, para el caso de los BESS queda demostrado que no son rentables aún, esta situación se ve agudizada mientras más grande sea la inversión. Para que estos resultados no sean tan negativos, se requiere que la ubicación y el tamaño del BESS sea optimizado, pero lo más determinante sería que bajaran los

costos de inversión o también que este tipo de sistema se utilicen con fines sociales, como alimentar a una localidad alejada, la cual no tenga acceso a energía por medio de la matriz energética, como ocurre en algunos poblados del norte de Chile, sólo de esta manera se vería justificada una inversión tan grande como esta.

En general, el estudio demostrado en el presente trabajo arroja que el impacto que se produce en la red al incorporar el Sistema PMGD y BESS conectados en un mismo punto en la cola del alimentador, no presenta problemas con respecto a la norma, pero no es rentable económicamente por ende para llevar a cabo su construcción se deben tomar en cuenta los beneficios sociales, de mejora en el funcionamiento de la red y ambientales que este tipo de proyectos podría generar.

Bibliografía

- [1] Wikipedia, «www.wikipedia.org,» [En línea]. Available: https://es.m.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico. [Último acceso: septiembre 2017].
- [2] Energiza, «Energiza,» [En línea]. Available: <http://energiza.org/index.php/102-octubre-13/624-historia-de-la-energia-solarfotovoltaica>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [3] M. Loster, «Total Primary Energy Supply,» Sunlight, 2006.
- [4] P. Midya, P. T. Krein, R. J. Turnbull, R. Reppa y J. Kimball, «Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applicatios,» IEEE, 1996.
- [5] I. Barbi, *Electronica de Potencia*, Florianapolis: Ivo Barbi, 2006.
- [6] R. Faranda, S. Leva y V. Maugeri., «PPT techniques for PV System: Energetic and cost comparison.,» IEEE, 2008.
- [7] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, New Jersey: John Wiley and Sons, 2004.
- [8] S. Ramirez Castaño, *Redes de Distribucion de Energia*, Bogota, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [9] R. Energías, «www.energia.gob.cl,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>. [Último acceso: Octubre 2017].
- [10] M. Decker, «Distributed Power Generation,» Energy Agency international (IEA), New York, 2005.

-
- [11] Universidad de Jaén, «www.ujaen.es,» [En línea]. Available: https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursolar/home_main_frame/4_mapa.htm. [Último acceso: Noviembre 2017].
- [12] Sandia National Laboratories, «DOE Global Energy Storage Database,» Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, April 2017. [En línea]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects>. [Último acceso: Abril 2017].
- [13] B. Dunn, H. Kamath y J. M. Tarascon, «Electrical energy storage for the grid: a battery of choices,» *Science*, 2011.
- [14] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt y R. Vullafáfila-Robles, «A review of energy storage technologies for wind power applications,» 2012, pp. 2154-2171.
- [15] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li y Y. Ding, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» 2009, pp. 291-312.
- [16] Y. Nishi, K. Katayama, J. Shigetomi y H. Horie, «The development of lithium-ion secondary battery systems for EV an HEV,» de *Thiethenth Annual Battery Conference on Applications and Advances. Proceedings of the Conference*, 1998.
- [17] T. U. Daim, X. Li, Kim y S. Simms, «Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity,» 2012, pp. 29-49.
- [18] D. Rastler, «Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits,» 2010.
- [19] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo y M. Lodo, «Optimal Integration of Energy Storage in Distribution Networks,» *PowerTech, IEEE*, Bucharest, Rumania, 2009.
- [20] Brintrup y B. Mac-Clure, «Dimensionamiento y Localización de Sistemas de Almacenamiento de Energía en redes de Distribución,» Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2014.
- [21] Comisión Nacional de Energía (CEN), «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago de Chile, 2016.
- [22] Y. C. Chang y C. D. Yang, «Benefit-Based Optimal Allocation of FACTS: SVC Device for Improvement of Transmission Network Loadability,» *IEEE*, Toki Messe, Niigata, Japan, 2007.

-
- [23] D. Sutanto y K. Cheng, «Superconducting Magnetic Energy Storage Systems for Power System Applications,» Proceeding of 2009 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices, Chengdu, China, September, 2009.
- [24] Comisión Nacional de Energía (CNE), «www.cne.cl,» octubre 2017. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl>. [Último acceso: octubre 2017].
- [25] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), «www.sec.cl,» octubre 2017. [En línea]. Available: <http://www.sec.cl>. [Último acceso: octubre 2017].
- [26] Panel de expertos, «Panel de expertos,» octubre 2017. [En línea]. Available: <http://www.paneldeexpertos.cl>. [Último acceso: octubre 2017].
- [27] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Norma Técnica de seguridad y Calidad de Servicio,» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [28] Ministerio de economía, fomento y turismo, «Ley 19.940 Transporte de Energía Eléctrica,» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2004.
- [29] Ministerio de economía fomento y turismo, «Ley General de Servicios Eléctricos,» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2006.
- [30] Ministerio de Energía, Energía 2050, Política Energética de Chile, Santiago de Chile: Gobierno de Chile, 2015.
- [31] Ministerio del Medio Ambiente, «portal.mma.gob.cl,» 11 Abril 2017. [En línea]. Available: <http://portal.mma.gob.cl/presidenta-michelle-bachelet-y-ministro-del-medio-ambiente-marcelo-mena-firman-promulgacion-de-acuerdo-climatico-de-paris/>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [32] Ministerio de Energía, «Ley 20.936 de Transmisión Eléctrica,» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [33] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), «Ley 20.936 de Transmisión Eléctrica,» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), «www.coordinadorelectriciconacional.cl,» octubre 2017. [En línea]. Available: <http://www.coordinadorelectriciconacional.cl>. [Último acceso: octubre 2017].
- [35] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), «Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (Sección 5.2.10),» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2016.

-
- [36] Biblioteca del congreso nacional, «Biblioteca del congreso nacional,» [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/region7/clima.htm>. [Último acceso: Septiembre 2017].
- [37] J. Martinez Arce , «Diseño Planta Fotovoltaica de 300 KW con Seguimiento Solar y Conexión a la Red,» Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y Telecomunicaciones , Pamplona, España, 2013.
- [38] T. Esum y P. Chapman, «Comparision of Photovoltaic Array Maximun Power Point Tracking Techniques,» *IEEE Trans. Energy Conv.*, pp. 439-449, 2007.
- [39] B. Subudhi y R. Pradhan, «A Comparative Study on Maximun Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power System,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 89-98, 2013.
- [40] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), «Reglamento de la Coordinacion y Operación del Sistema Eléctrico Nacional,» Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2017.
- [41] Clarke, J. Wang, M. Dooner y Xing Luo Jonathan, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the aplicacion potential in power system operation,» *Applied Energy*, 2015.
- [42] Lisa Soto Barreda, Rodrigo Martínez Campos, Héctor Vargas Oyarzún y Jorge Mendoza Baeza, «Sizing and placement model of energy storage system in a interactive simulation tool for power distribucion networks,» Escuela de Ingeniería Electrica, Pontificia Universidad Catolica de Valparaiso, Valparaiso, 2018.